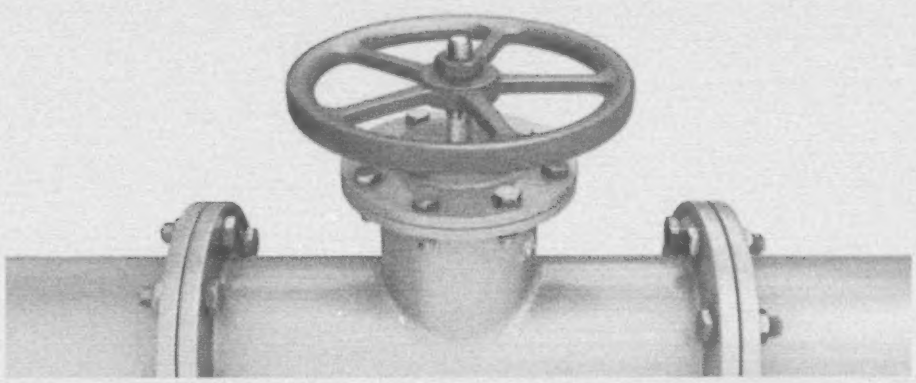
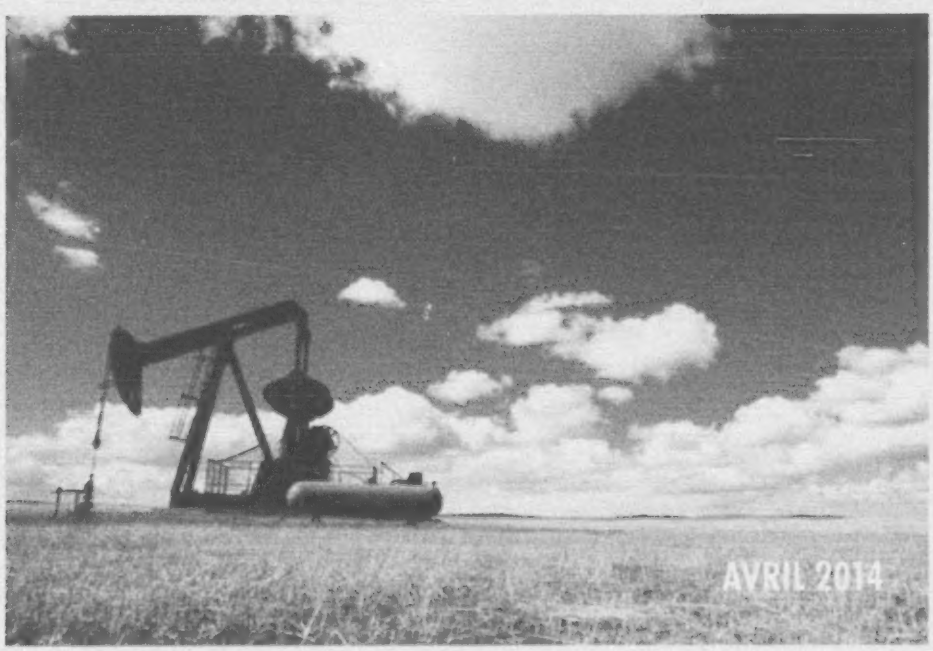
Office national de l'énergie

National Energy Board

LE RÉSEAU PIPELINIER DU CANADA

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE





AVRIL 2014

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

LE RÉSEAU PIPELINIER DU CANADA

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

AVRIL 2014

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2014
représentée par l'Office national de l'énergie

ISSN 2292-6909
Cat. No. : NE2-13/2013F-PDF

Demandes d'exemplaires :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles
à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée).

Internet : www.one-neb.gc.ca

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2014
as represented by the National Energy Board

ISSN 2292-6895
Cat. No. : NE2-13/2013E-PDF

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures iii

Liste des tableaux v

Sigles et abréviations v

Unités vi

Avant-propos vii

Résumé ix

1. Ce que mesure l'Office 1

2. Approvisionnement en pétrole et en gaz naturel canadiens et utilisation de ces produits 2

3. Capacité pipelinière et utilisation 4
- 3.1 Pétrole et liquides 5
  - 3.1.1 Utilisation et répartition de la capacité des oléoducs et des pipelines de liquides 5
  - 3.1.2 Écarts de prix et droits du pétrole 6
- 3.2 Gaz naturel 8
  - 3.2.1 Utilisation de la capacité des gazoducs 8
  - 3.2.2 Écarts de prix et droits de service de transport garanti du gaz naturel 8

4. Services à des prix raisonnables (droits) 10
- 4.1 Indice des droits pipeliniers 10
- 4.2 Règlements négociés et instances sur les droits 10
  - 4.2.1 Financement de la cessation d'exploitation 11
- 4.3 Plaintes officielles 11

5. Capacité d'attirer des capitaux 12
- 5.1 Capital-actions ordinaires et rendement sur le capital-actions 12
- 5.2 Ratios financiers 12
- 5.3 Cotes de solvabilité 13

Annexe 1 – Utilisation et répartition des oléoducs **14**
Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) 14
Trans Mountain Pipeline ULC (Trans Mountain) 16
Express Pipeline Ltd. (Express) 18
Trans Canada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) 18
Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) 19
Évolution du marché des liquides de gaz naturel 20
Kinder Morgan Cochin Pipeline ULC (Cochin) 20
Vantage Pipeline (Vantage) 21

Annexe 2 – Utilisation des gazoducs **22**
Westcoast Energy Inc. (Westcoast) 22
Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) 23
NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) 24
Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) 26
TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada) 27
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) 32
Maritimes & Northeast Pipeline LP. (M&NP) 33
Emera Brunswick Pipeline Company Inc. (Emera Brunswick) 35

Annexe 3 – Droits repères **36**

Annexe 4 – Règlements, instances sur les droits et plaintes **43**
Règlements 43
Instances sur les droits 44
Plaintes 46

Annexe 5 – Intégrité financière **49**
Capital-actions ordinaires 49
Ratios financiers 51
Cotes de solvabilité 53

Annexe 6 – Sociétés pipelinières des groupes 1 et 2 **56**

FIGURES

Figure 2.1	Approvisionnement en pétrole brut canadien et utilisation en 2012	2
Figure 2.2	Approvisionnement en gaz naturel canadien et utilisation en 2012	3
Figure 3.1	Grands oléoducs réglementés par l'Office	5
Figure 3.2	Prix Edmonton Par du brut léger non corrosif, prix à l'exportation du léger non corrosif et prix du léger de Louisiane	6
Figure 3.3	Prix du Western Canadian Select, prix à l'exportation du brut lourd et prix du Maya mexicain	6
Figure 3.4	Pipelines canadiens et américains du marché du brut et propositions	7
Figure 3.5	Grands gazoducs réglementés par l'Office	8
Figure 3.6	Écart de prix Alberta-Dawn et droits de transport dans le pipeline de TransCanada	9
Figure 3.7	Écart de prix Sumas-station 2 et droits de transport dans le pipeline de Westcoast	9
Figure 4.1	Droits repères des oléoducs de 2008 à 2013	10
Figure 4.2	Droits repères des gazoducs de 2008 à 2013	11
Figure A1.1	Configuration du réseau pipelinier d'Enbridge en 2013	14
Figure A1.2	Débit et capacité nominale de la canalisation principale d'Enbridge	15
Figure A1.3	Répartition de la capacité d'Enbridge aux États-Unis (en pourcentage)	16
Figure A1.4	Débit et capacité du pipeline de Trans Mountain	17
Figure A1.5	Répartition de la capacité de Trans Mountain	18
Figure A1.6	Débit et capacité du pipeline d'Express	19
Figure A1.7	Débit et capacité du pipeline de Keystone	19
Figure A1.8	Débit du pipeline de Trans-Nord	20
Figure A1.9	Débit et capacité du pipeline Cochin	21
Figure A2.1	Débit et capacité du pipeline T-Sud de Westcoast	22
Figure A2.2	Débit et capacité du pipeline de Westcoast en Alberta	23
Figure A2.3	Débit et capacité du pipeline d'Alliance	23
Figure A2.4	Carte du réseau de NGTL	24
Figure A2.5	Débit et capacité du pipeline de NGTL en amont de la rivière James	25
Figure A2.6	Débit et capacité du pipeline de NGTL dans le secteur nord et est	25
Figure A2.7	Débit et capacité du pipeline de NGTL à la porte de l'est	25
Figure A2.8	Débit et capacité du pipeline de Foothills en Colombie-Britannique	26
Figure A2.9	Débit et capacité du pipeline de Foothills en Saskatchewan	27
Figure A2.10	Carte du réseau principal de TransCanada	28
Figure A2.11	Débit et capacité du tronçon des Prairies du réseau principal de TransCanada	28
Figure A2.12	Débit et capacité de la canalisation du Nord de l'Ontario de TransCanada	30
Figure A2.13	Débit et capacité du triangle de l'Est du réseau principal de TransCanada	30
Figure A2.14	Débit et capacité du réseau principal de TransCanada à Niagara	31
Figure A2.15	Débit et capacité du réseau principal de TransCanada à Iroquois	32
Figure A2.16	Débit et capacité du gazoduc de TQM	33

Figure A2.17 Débit et capacité du gazoduc de TQM à East Hereford 33
Figure A2.18 Débit et capacité du pipeline de M&NP 34
Figure A2.19 Débit quotidien du pipeline de M&NP à St. Stephen 34
Figure A2.20 Débit et capacité du pipeline d'Emera Brunswick 35
Figure A3.1 Droit repère de la canalisation principale d'Enbridge 36
Figure A3.2 Droit repère de Trans Moutain 37
Figure A3.3 Droit repère de PTNI 37
Figure A3.4 Droit repère d'Express 38
Figure A3.5 Droit repère du réseau principal de TransCanada 38
Figure A3.6 Droit repère d'Alliance 38
Figure A3.7 Droit repère de Foothills 39
Figure A3.8 Droit repère de NGTL 40
Figure A3.9 Droit repère de Westcoast 41
Figure A3.10 Droit repère de M&NP 41
Figure A3.11 Droit repère de Cochin 42
Figure A4.1 Période d'application des règlements négociés 43
Figure A5.1 Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'Office de 2007 à 2012 51
Figure A5.2 Ratios de couverture des charges fixes 52
Figure A5.3 Ratios flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette 53

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A4.1	Coûts estimatifs de cessation d'exploitation de réseaux pipeliniers	46
Tableau A5.1	Ratios présumés du capital-actions ordinaires (en pourcentage)	49
Tableau A5.2	RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94	50
Tableau A5.3	Cotes de solvabilité de qualité placement	53
Tableau A5.4	Cotes de solvabilité	54

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
BP Canada	BP Canada Energy Company
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
Cenovus	Cenovus Energy Inc.
Centra	Centra Transmission Holdings Inc.
Chevron	Chevron Canada Limited
Cochin	Kinder Morgan Cochin Pipeline ULC
DBRS	Dominion Bond Rating Service
Dome	Dome NGL Pipelines Ltd.
Emera Brunswick	Emera Brunswick Pipeline Company Inc.
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Express	Express Pipeline Ltd.
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
GNL	gaz naturel liquéfié
Impériale	Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Keystone	TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.
Kinder Morgan	Kinder Morgan Canada Company
LGN	liquides de gaz naturel
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline LP
Murphy	Murphy Oil Company Ltd.
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
NOVA Chemicals	NOVA Chemicals (Canada) Corporation
Office	Office national de l'énergie
PTNI	Pipelines Trans-Nord Inc.

RCA	taux de rendement du capital-actions ordinaires
S&P	Standard & Poor's
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Trans Mountain	Trans Mountain Pipeline ULC
TransCanada	TransCanada PipeLines Ltd.
T-Sud	canalisation principale sud de Westcoast
Vantage Pipeline	Vantage
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WTI	West Texas Intermediate

UNITÉS

GJ	gigajoule
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliard de pieds cubes par jour
kb/j	millier de barils par jour
km	kilomètre
m^3	mètre cube
m^3/j	mètre cube par jour
Mb	million de barils
Mb/j	million de barils par jour
MBTU	million de BTU
Mm^3/j	million de mètres cubes par jour
Mpi^3/j	million de pieds cubes par jour

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie est un organisme fédéral indépendant de réglementation. Il a pour raison d'être de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans l'intérêt public canadien[1], en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

Les principales attributions de l'Office consistent à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et des gazoducs interprovinciaux et internationaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. L'Office réglemente en outre les droits et tarifs des pipelines de son ressort. Au chapitre des produits énergétiques eux-mêmes, l'Office réglemente les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité ainsi que les importations de gaz naturel. Enfin, il réglemente l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dans les régions pionnières et les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales.

Pour ce qui est des exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si le pétrole et le gaz naturel à exporter excèdent les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays[2]. L'Office surveille les marchés de l'énergie et formule un avis sur les besoins énergétiques du Canada et les perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz naturel, en appui aux attributions qui lui sont conférées par la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi). Il publie périodiquement des évaluations aux fins de sa surveillance permanente du marché. Celles-ci portent sur le fonctionnement économique du réseau pipelinier canadien.

L'évaluation du réseau pipelinier canadien livre un instantané des pipelines réglementés par l'Office sans y aller d'une comparaison avec des réseaux pipeliniers relevant d'autres administrations. Dans cet examen, l'Office s'est reporté aux données accessibles au public[3] sur le débit et la capacité des principaux pipelines qu'il réglemente selon l'information fournie par les sociétés jusqu'en juin 2013. Il met ainsi son évaluation à jour pour la période écoulée depuis la dernière édition du rapport en 2009.

L'évaluation n'indique en rien si toute demande déposée auprès de l'Office sera approuvée ou refusée. Celui-ci étudiera chaque demande en se fondant sur les documents qui lui seront soumis en preuve à ce moment-là. Si quelqu'un souhaite utiliser le contenu du présent document dans une instance réglementaire devant l'Office, il peut le soumettre à cette fin, comme pour tout autre document public. Cependant, en agissant ainsi, cette partie fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur celle-ci.

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui changent en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

2 L'article 118 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* se lit ainsi : « Avant de délivrer une licence pour l'exportation du pétrole ou du gaz, l'Office veille à ce que la quantité de pétrole ou de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole ou de gaz au Canada. »

3 L'annexe 6 dresse la liste des sociétés pipelinières que réglementait l'Office en décembre 2013.

Résumé

L'énergie est essentielle à l'économie du Canada et au bien-être de sa population. En 2012, le Canada a produit chaque jour plus de 537 000 mètres cubes (m3) de pétrole brut, ou 3,38 millions de barils (Mb), et presque 400 millions de mètres cubes, ou 13,9 milliards de pieds cubes (Gpi3), de gaz naturel. Le gros de cette énergie a été expédié par pipeline depuis les provinces de l'Ouest jusqu'aux autres provinces ou aux États-Unis, tel qu'il est illustré aux figures 2.1 et 2.2.

L'Office réglemente la construction et l'exploitation des pipelines en assurant l'équilibre entre les différentes facettes de l'intérêt public canadien, notamment en tenant compte de considérations sociales, économiques et environnementales, et en les intégrant en un tout au moment de rendre une décision ou de soumettre une recommandation. Son cadre réglementaire est conçu de manière à promouvoir la sécurité, la sûreté, la protection de l'environnement ainsi que l'efficience de l'infrastructure énergétique et des marchés de l'énergie.

À l'appui de son rôle d'organisme de réglementation, l'Office surveille activement les marchés de l'énergie et propose aux Canadiens de l'information en la matière qui se veut neutre, indépendante et factuelle. De telles publications rendent ces marchés plus transparents et permettent d'atteindre le plus grand nombre. Dans le présent rapport, nous renseignons le lecteur sur les grands pipelines réglementés par l'Office et évaluons le fonctionnement économique de ce réseau de transport. L'Office est d'avis que des marchés concurrentiels qui fonctionnent comme il se doit sont un gage d'équilibre entre l'offre et la demande.

Les Canadiens dépendent des réseaux pipeliniers pour le transport sur tout le territoire canadien du gaz naturel et de ses liquides, du pétrole brut et des produits pétroliers. Ces pipelines acheminent l'énergie et relient les marchés de l'Amérique du Nord et du monde d'une manière sécuritaire, fiable et efficiente. L'Office réglemente des pipelines qui courent sur une distance de quelque 73 000 kilomètres (km) et qui ont transporté, en 2013, des produits d'une valeur supérieure à 134 milliards de dollars à un coût estimatif de 7,1 milliards de dollars.

Une structure en pleine évolution

Un réseau pipelinier efficient sur le plan économique sait réagir efficacement à l'évolution des conditions du marché. Depuis 2007, les marchés du pétrole et du gaz naturel ont subi une transformation considérable. Les progrès technologiques ont rendu possible la production économique de vastes quantités de pétrole et de gaz provenant de formations étanches (y compris de schiste) au Canada comme aux États-Unis. Ajoutons que l'exploitation des sables bitumineux a connu une croissance soutenue. Les oléoducs existants fonctionnent habituellement à pleine capacité, des projets de construction neuve sont en cours dans ce secteur et plus de pétrole est transporté par chemin de fer. Du gaz naturel issu de nouvelles sources aux États-Unis entre au pays par l'Ontario, ce qui réduit les livraisons du réseau principal de TransCanada entre l'Alberta et l'Est du Canada. Les marchés de l'énergie ont réagi à ces changements. Certains rajustements se produisent rapidement; d'autres prennent plus de temps.

Les droits de transport ont augmenté notablement sur les réseaux principaux de TransCanada et d'Enbridge. Il reste que les droits ont été stables sur la plupart des pipelines de 2008 à 2012. Les sociétés pipelinières et les expéditeurs ont résolu la majorité des problèmes de droits et de tarifs par des règlements négociés. L'Office a tranché un certain nombre de contestations par ses décisions dans les instances sur les droits ou par la voie de sa procédure de règlement des plaintes. Les ratios financiers ont été stables et les cotes de solvabilité sont encore de qualité placement pour le secteur pipelinier au Canada.

CE QUE MESURE L'OFFICE

La présente évaluation consacrée aux grands pipelines réglementés par l'Office vise à examiner le fonctionnement économique du réseau pipelinier. Dans un réseau pipelinier qui fonctionne bien,

- la capacité disponible permet d'acheminer les produits vers les consommateurs (chapitre 3),
- les services répondent aux besoins des expéditeurs à des prix justes et raisonnables (chapitre 4),
- les sociétés pipelinières peuvent attirer des capitaux et ainsi développer et étendre leurs réseaux (chapitre 5).

Un réseau pipelinier efficient réagit efficacement à l'évolution des conditions du marché. Depuis 2007, les marchés du pétrole et du gaz ont grandement évolué. Les progrès technologiques ont rendu possible la production économique de vastes quantités de pétrole et de gaz provenant de formations étanches (y compris de schiste) au Canada et aux États-Unis, et l'exploitation des sables bitumineux a progressé elle aussi. Même si les marchés ne sont jamais parfaitement stables, le changement structurel dont il est question ici aura des incidences à long terme sur l'industrie et ils y ont déjà réagi en partie. Certains rajustements se produisent rapidement quand, par exemple, les sociétés pipelinières instaurent de nouveaux services de transport. D'autres rajustements prennent du temps, car il faut des années, par exemple, pour planifier, faire autoriser et construire de nouvelles installations pipelinières.

APPROVISIONNEMENT EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL CANADIENS ET UTILISATION DE CES PRODUITS

En 2012, le Canada a produit par jour plus de 537 000 mètres cubes (m^3/j) ou 3,38 millions de barils (Mb/j) de pétrole brut qui ont été expédiés en majeure partie par pipeline depuis les provinces de l'Ouest jusqu'aux autres provinces ou aux États-Unis (voir la figure 2.1).

La production canadienne de gaz naturel s'est établie en moyenne à près de 400 millions de mètres cubes par jour (Mm^3/j) ou 13,9 milliards de pieds cubes par jour (Gpi^3/j). Le gros de ce volume provenait de l'Ouest canadien et a été acheminé par pipeline vers les consommateurs des autres régions du Canada ou les États-Unis (voir la figure 2.2).

FIGURE 2.1

Approvisionnement en pétrole brut canadien et utilisation en 2012

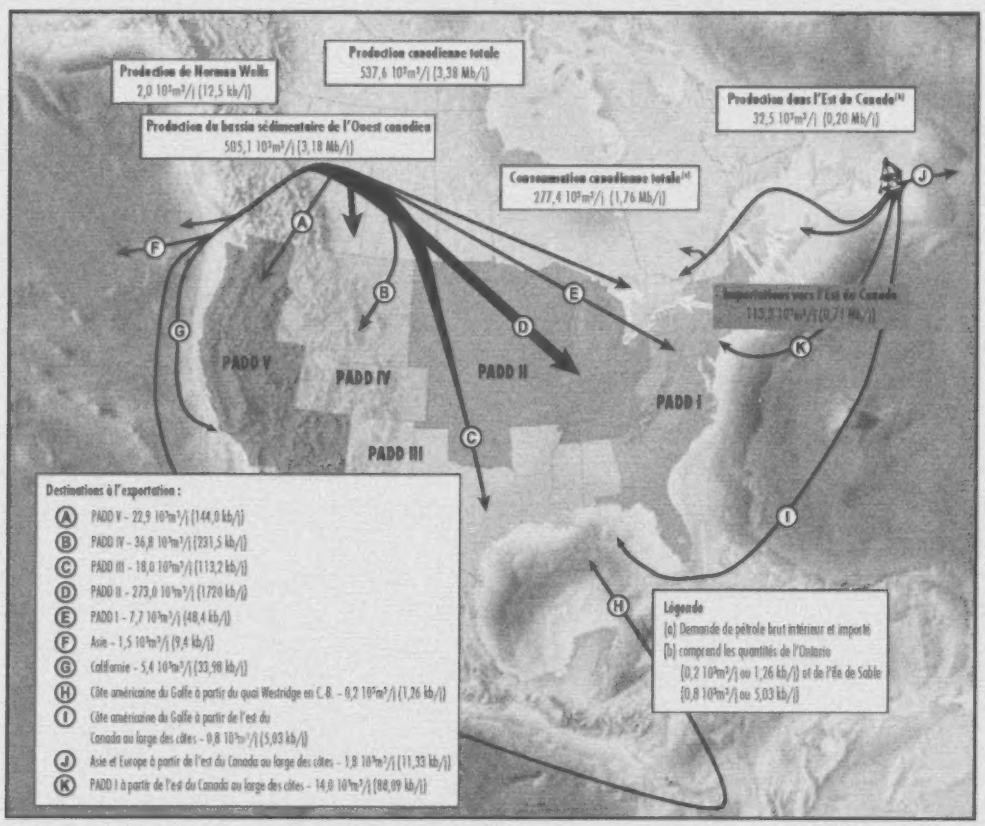
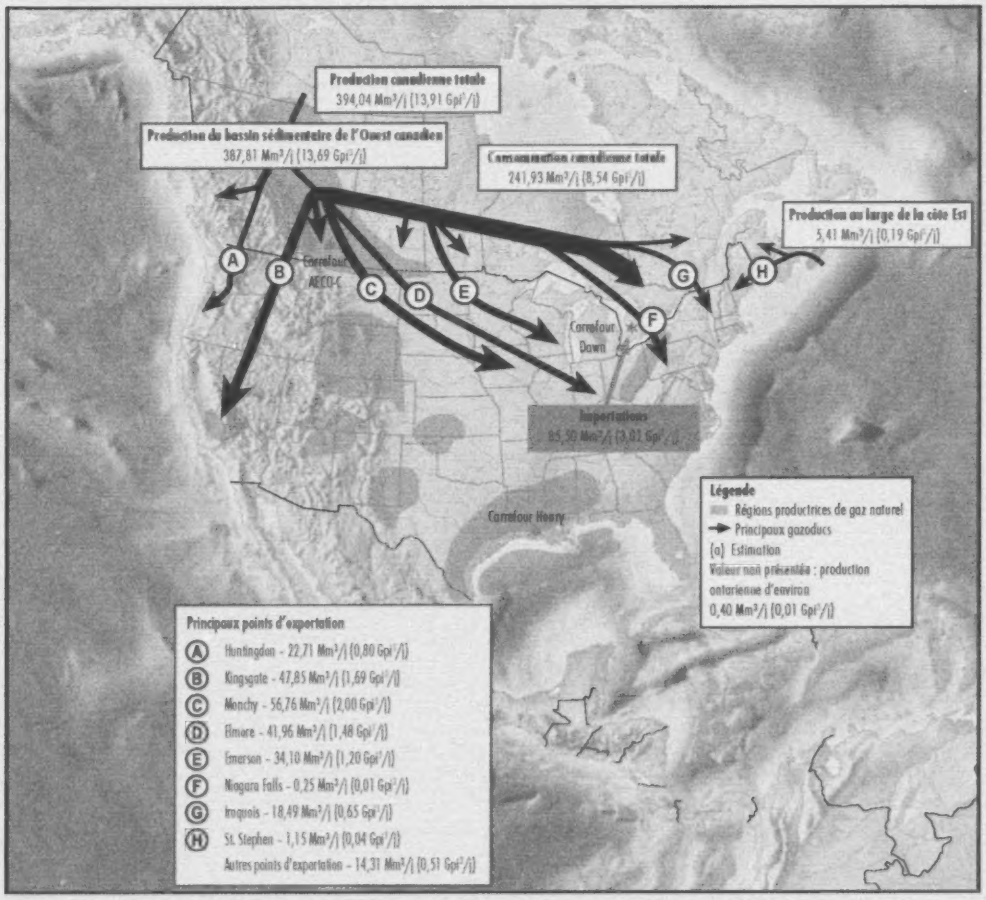


FIGURE 2.2

Approvisionnement en gaz naturel canadien et utilisation en 2012



CAPACITÉ PIPELINIÈRE ET UTILISATION

L'Office étudie deux aspects pour juger de la capacité du réseau pipelinier et de son utilisation. Il examine d'abord si les pipelines fonctionnent à pleine capacité et, ensuite, si on a eu recours à la répartition sur les oléoducs (voir la section 3.1.1). La détermination de la capacité d'un pipeline est un exercice complexe. Cette capacité varie selon la température ambiante dans le cas des gazoducs et, tant pour les oléoducs que pour les gazoducs, elle dépend des opérations d'entretien, des réductions de pression, etc. On doit tenir compte d'autres facteurs dans le cas des oléoducs : nature et composition des produits, constitution des lots, configuration du réseau, etc. Ainsi, un oléoduc peut transporter plus de brut léger que de brut lourd. Par le débit, on mesure quelle quantité de produit un pipeline transporte effectivement, valeur que l'Office compare à la capacité pipelinière. Le recours à la répartition de la capacité indique que les expéditeurs auraient acheminé davantage de produit dans un pipeline donné si celui-ci avait pu en prendre plus. On trouvera à l'annexe 1 des données détaillées sur l'utilisation et la répartition des oléoducs et, à l'annexe 2, des données semblables sur l'utilisation des gazoducs.

Comme second aspect à étudier, l'Office compare l'écart de prix d'un produit entre deux marchés aux droits perçus sur les principaux parcours reliant ces marchés. Les producteurs gaziers et pétroliers canadiens reçoivent un prix net qui correspond au prix d'un produit sur un marché, moins le coût de l'acheminement du produit vers ce marché. Dans le cas du pétrole, le prix net est fonction des cours internationaux pour un type de pétrole comparable. En Amérique du Nord, les prix de référence sont fixés pour le West Texas Intermediate (WTI) à Cushing en Oklahoma, et pour ce qui est du brut extracôtier, à l'égard du Brent de la mer du Nord. Si la capacité pipelinière est libre de contraintes, les marchés assurant le prix net le plus élevé seront approvisionnés davantage, ce qui aura comme conséquence d'abaisser les cours. Les marchés offrant le prix net le plus bas seront moins approvisionnés, et il s'ensuivra une hausse des cours. S'il continuait de progresser, l'écart de prix entre ces marchés finirait par correspondre au coût de transport de l'un à l'autre. Ainsi, en comparant les écarts de prix entre deux marchés aux droits de transport, on peut avoir une idée de la capacité pipelinière disponible.

Si un pipeline présente un excédent de capacité, les droits pourront augmenter si les coûts sont assumés par les expéditeurs en place. Ces droits représentent le coût de transport, alors que l'écart de prix correspond à l'avantage tiré de ce transport. Les expéditeurs voudront acheminer leur produit vers un autre marché si l'écart de prix est supérieur aux droits à acquitter. Dans le cas contraire, c'est-à-dire, si l'écart est inférieur aux droits de transport, ils pourront encore désirer acheminer le produit pour diverses raisons, au cas où, par exemple, ils seraient liés par des contrats de transport garanti ou ils voudraient tout simplement répondre à la demande des consommateurs.

Les coûts engendrés par une capacité pipelinière astreignante peuvent être importants. Si les pipelines fonctionnent à pleine capacité, les expéditeurs sont incapables d'acheminer davantage de produit par pipeline vers des marchés plus rentables. Ces contraintes peuvent accroître l'écart de prix, car une offre excédentaire sur un marché continue à y faire baisser les prix. Les producteurs et les gouvernements peuvent devoir renoncer à des rentrées appréciables dans de telles circonstances.

3.1 Pétrole et liquides

3.1.1 *Utilisation et répartition de la capacité des oléoducs et des pipelines de liquides*

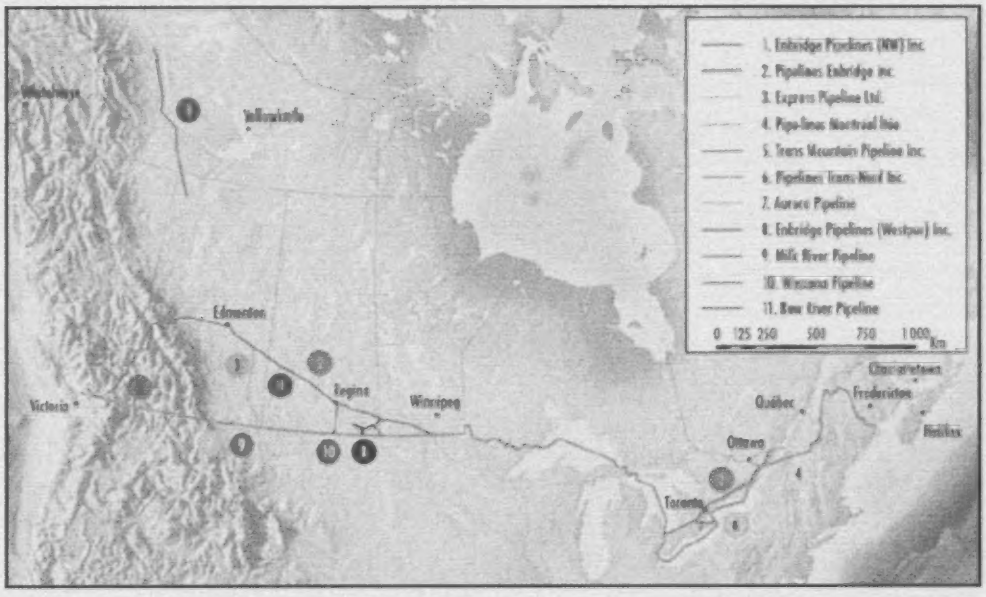
La figure 3.1 illustre quels sont les principaux oléoducs réglementés par l'Office. Certains exploitants d'oléoducs fonctionnent comme des transporteurs publics. Chaque mois, les expéditeurs proposent des volumes à acheminer dans un pipeline. Si les quantités qu'ils proposent dans un mois excèdent la capacité pipelinière, les divers volumes offerts pourront être répartis ou réduits d'un même pourcentage. La répartition peut découler de la croissance de l'offre ou de la demande de pétrole, une reconfiguration de pipeline ou une diminution de capacité. Ces derniers temps, Enbridge et Trans Mountain ont largement réparti les volumes.

Un certain nombre de pipelines servant au transport du pétrole et de produits pétroliers ont affiché un excédent de capacité. Toutefois, la capacité globale d'acheminement hors du Canada a atteint ses limites, comme l'indique la forte répartition sur les réseaux d'Enbridge et de Trans Mountain. L'essor de l'exploitation des sables bitumineux dans l'Ouest canadien et du pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis a créé, depuis 2011, une surabondance de l'offre au centre du continent, situation aggravée par une capacité limitée de transport vers les marchés côtiers. La capacité des oléoducs en provenance de l'Ouest canadien a récemment été augmentée, mais les engorgements des pipelines de raccordement et les diminutions de capacité sur les canalisations principales ont restreint la capacité globale de 2010 à 2013. On trouvera à l'annexe 2 des données détaillées sur l'utilisation et la répartition des oléoducs.

Le rail gagne en importance comme mode de rechange pour le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien vers les marchés de plus grande valeur. De janvier à novembre 2013, 19 585 m3/jour, ou 123 milliers de barils par jour (kb/j) de pétrole brut ont été exportés en moyenne par chemin de fer vers les États-Unis, le plus souvent à destination des PADD I et III (17 217 m3/j, ou 108 kb/j). Pendant cette même période, 20 ~~444~~ m3/j (129 kb/j) de brut ont été acheminés par pipeline jusqu'aux PADD I et III. (Voir la figure 2.1 pour constater où se situent les PADD I et III.)

FIGURE 3.1

Grands oléoducs réglementés par l'Office

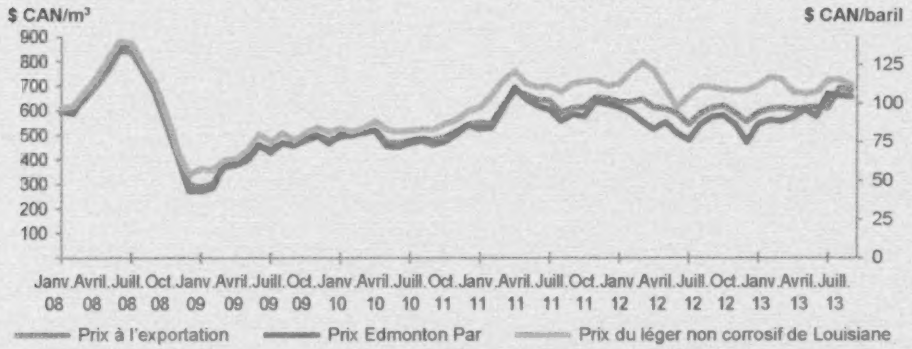


3.1.2 *Écarts de prix et droits du pétrole*

À cause du resserrement de la capacité pipelinière, les prix sur le marché nord-américain du brut étaient inférieurs aux prix mondiaux, plus particulièrement dans l'Ouest canadien.

FIGURE 3.2

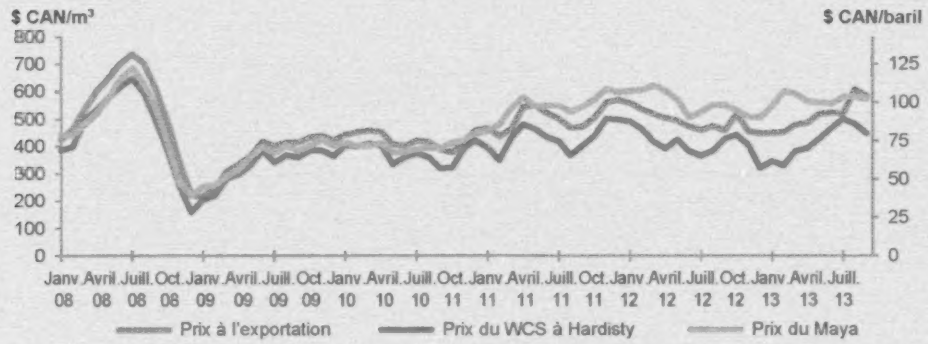
Prix Edmonton Par du brut léger non corrosif, prix à l'exportation du léger non corrosif et prix du léger de Louisiane



La figure 3.2 compare le prix net à l'exportation du brut léger d'Edmonton en Alberta (trait bleu), le prix affiché Edmonton Par (trait rouge) et le prix du léger non corrosif de Louisiane à la côte américaine du Golfe du Mexique (trait vert). Si la capacité pipelinière est suffisante entre Edmonton et la côte américaine du golfe du Mexique, ces prix devraient se rapprocher de ce qu'ils étaient avant 2010. En raison de contraintes de capacité depuis 2010, les prix canadiens ont été réduits par rapport aux prix du léger non corrosif de la Louisiane, plus particulièrement en 2012 et au début de 2013.

FIGURE 3.3

Prix du Western Canadian Select, prix à l'exportation du brut lourd et prix du Maya mexicain



Se concentrant sur les pétroles bruts lourds, la figure 3.3 compare les prix du Western Canadian Select à Hardisty, en Alberta (trait rouge), les rentrées nettes à l'exportation du Canada (trait bleu) et les prix du Maya à la côte américaine du golfe du Mexique (trait vert). Les écarts de prix ont commencé à se creuser après 2010 et se sont accentués en 2012 et 2013. Comme pour le brut léger, cela dénote une capacité pipelinière astreignante pour le transport du brut lourd vers les marchés d'exportation.

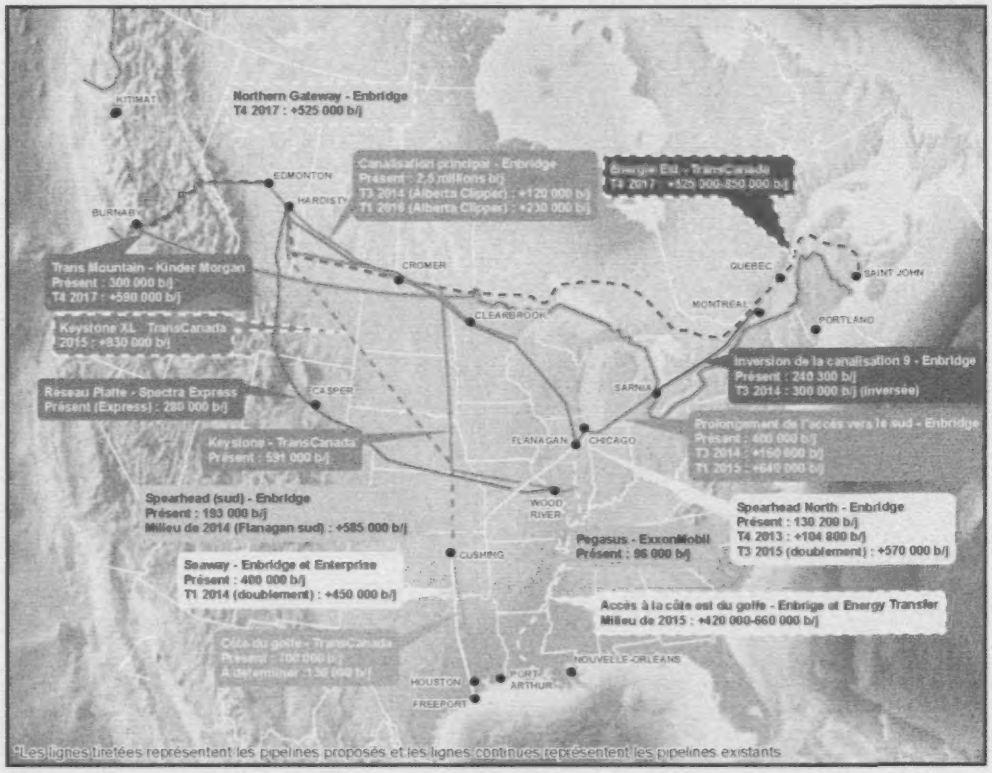
En décembre 2012, le WTI valait 22 $ le baril de moins que le Brent[4]. Quant au prix Edmonton Par, il accusait un retard supplémentaire de 12 $ sur le baril de WTI (pour un total de 34 $ sous le prix du Brent). En février 2013, l'écart de prix entre le Western Canadian Select et le WTI atteignait 40 $ le baril[5]. Au Canada et aux États-Unis, les cours du brut au centre du continent ont commencé à monter au second semestre de l'année, résultat d'une capacité accrue de transport depuis Cushing, d'une augmentation des quantités de brut transportées par chemin de fer et d'une diminution du nombre de raffineries fermées pour cause d'entretien. Toutefois, à l'arrivée de l'hiver, les écarts se sont creusés de nouveau.

L'écart de prix qui défavorise le brut canadien dépasse largement le coût du transport par pipeline entre les marchés et excède, en général, le coût du transport ferroviaire. Les droits exigés pour acheminer le pétrole d'Edmonton/Hardisty jusqu'à Cushing sont de 5 $ à 6,55 $ le baril selon le type de pétrole et le réseau pipelinier utilisé. Il en coûte environ 3 $ de plus le baril pour le transport de Cushing à la côte du golfe du Mexique, mais certains des pipelines ne sont accessibles qu'aux expéditeurs ayant passé des contrats de transport garanti à long terme. Les coûts du transport ferroviaire sont en gros le double ou le triple des droits pipeliniers.

Les écarts de prix supérieurs aux droits incitent à présenter des demandes visant l'accroissement de la capacité pipelinière, mais il faut compter de longues années entre la conception d'une canalisation et son éventuelle mise en service. La figure 3.4 énumère les nombreux projets de pipeline et leurs divers stades de réalisation. Le tableau indique les dates de mise en service proposées par les promoteurs. Ces projets témoignent de la réaction du marché aux récentes contraintes touchant la capacité des oléoducs.

FIGURE 3.4

Pipelines canadiens et américains du marché du brut et propositions



[1] Les lignes tiretées représentent les pipelines proposés et les lignes continues représentent les pipelines existants

4 Dans l'histoire, le WTI s'est négocié à un prix légèrement supérieur à celui du Brent.

5 Par le passé, le prix du Western Canadian Select s'est situé environ 18 $ sous le prix du WTI, ce qui s'explique par les droits pipeliniers et par le caractère lourd et sulfureux du Western Canadian Select.

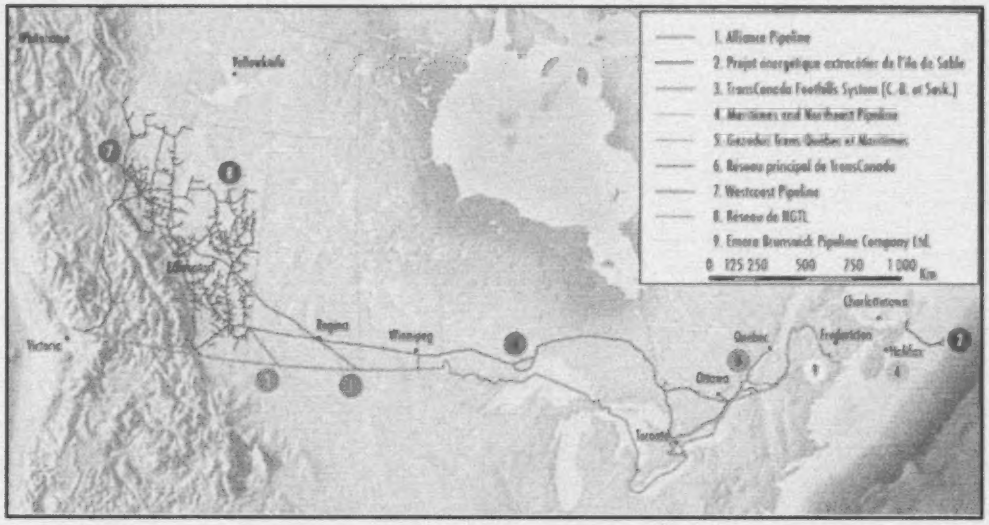
3.2 Gaz naturel

3.2.1 *Utilisation de la capacité des gazoducs*

Si on compare les livraisons et la capacité des gazoducs réglementés par l'Office, on constate une disponibilité de capacité pipelinière partout au pays. On note aussi que la plupart des gazoducs sont bien utilisés. Sur le réseau principal de TransCanada, les livraisons sont en baisse sur le tronçon des Prairies et la canalisation du Nord de l'Ontario. Le gaz naturel produit dans les Rocheuses américaines et dans les gisements schisteux aux États-Unis (formation Marcellus, par exemple) concurrence de plus en plus celui produit au Canada et acheminé sur le réseau principal de TransCanada vers les grands marchés de l'Ontario, du Midwest américain et des États du Nord-Est. Cette nouvelle offre supplante le gaz transporté sur le réseau principal de TransCanada depuis le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) jusqu'aux marchés en question. À cela, il faut aussi ajouter que les bas prix du gaz ont entraîné une réduction de la production dans le BSOC et que les sables bitumineux albertains ont accaparé une plus grande part de la production gazière, d'où la moins grande disponibilité de gaz provenant de cette région pour l'exportation dans l'ensemble. Durant les neuf premiers mois de 2013, le tronçon des Prairies a été utilisé à environ 29 % de sa capacité; dans le cas de la canalisation du Nord de l'Ontario, cette utilisation se situe à 38 % de sa capacité.

FIGURE 3.5

Grands gazoducs réglementés par l'Office



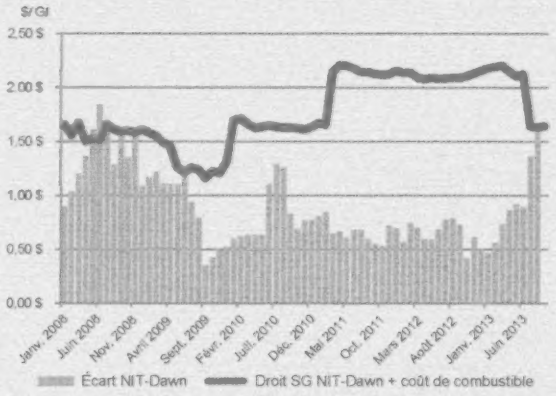
3.2.2 *Écarts de prix et droits de service de transport garanti du gaz naturel*

La figure 3.5 illustre quels sont les principaux gazoducs réglementés par l'Office. Les droits perçus pour un certain nombre de gazoducs ont augmenté par suite de la diminution de l'utilisation du réseau de 2010 à 2012, notamment le réseau principal de TransCanada. Puisque le volume de gaz acheminé hors de l'Ouest canadien par le réseau principal de TransCanada a diminué, les droits perçus auprès du reste des clients ont augmenté. Les droits du service garanti (et les coûts de combustible) se sont accrus de 73 % sur le parcours allant de l'Alberta au carrefour Dawn, passant, en moyenne, de 1,25 $ le gigajoule (GJ) en 2006 à 2,16 $/GJ au premier semestre de 2013. Dans les Motifs de décision de l'instance RH-003-2011, l'Office a approuvé de nouveaux droits, qui ont eu comme effet de réduire, en juillet 2013, les droits de transport entre les carrefours NIT et Dawn à 1,64 $/GJ.

La figure 3.6 compare l'écart de prix aux droits du service garanti pour NGTL et le réseau principal de TransCanada entre le carrefour NIT, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le Sud de l'Ontario. Cet écart a fluctué, mais il était généralement bien inférieur au coût total du transport[6], ce qui indique que la capacité pipelinière n'était pas astreignante entre ces carrefours. L'écart de prix entre les carrefours NIT et Dawn a augmenté à l'été de 2013 pour correspondre en gros aux droits du transport garanti entre ces deux points. À l'automne de 2013, cet écart est de nouveau tombé sous le niveau des droits.

FIGURE 3.6

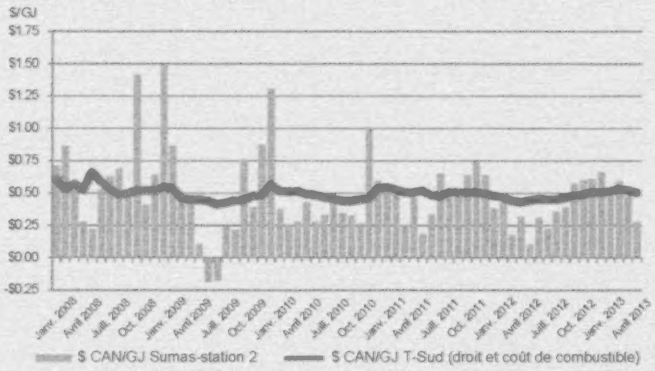
Écart de prix Alberta-Dawn et droits de transport dans le pipeline de TransCanada



Pour ce qui est des autres pipelines, les écarts étaient plus proches des droits. Par exemple, la figure 3.7 compare l'écart entre le prix dans la canalisation principale sud de Westcoast (T-Sud) et les droits de transport[7]. Sauf pour la période de pointe hivernale, l'écart de prix a été proche des droits, indice d'une capacité pipelinière suffisante dans ce cas.

FIGURE 3.7

Écart de prix Sumas-station 2 et droits de transport dans le pipeline de Westcoast



Des exceptions peuvent se présenter en période de pointe hivernale ou à d'autres moments où la demande est forte et, dans ces cas, les écarts de prix se creusent temporairement entre certains marchés. Un écart où les prix sont beaucoup plus bas que les droits peut signifier une sous-utilisation de la capacité pipelinière. Cependant, les prix sont influencés par un ensemble de facteurs dynamiques d'offre et de demande entre les points d'origine (production) et de destination (consommation) d'un pipeline, ainsi que par des coûts de transport variables entre les marchés. Dans l'ensemble, comme la production de gaz naturel est en hausse en Amérique du Nord et que les raccordements se font plus nombreux entre de nouvelles zones d'approvisionnement et les marchés, les écarts de prix ont diminué de façon générale entre les divers carrefours sur le continent nord-américain.

6 Droits de service de transport garanti, plus coût de combustible dans le réseau principal de TransCanada.

7 Droits de service de transport garanti avec les coûts de combustible entre la station de compression 2 située près de Chetwynd, en Colombie-Britannique, et le point d'exportation, près de Huntingdon, aussi en Colombie-Britannique.

SERVICES À DES PRIX RAISONNABLES (DROITS)

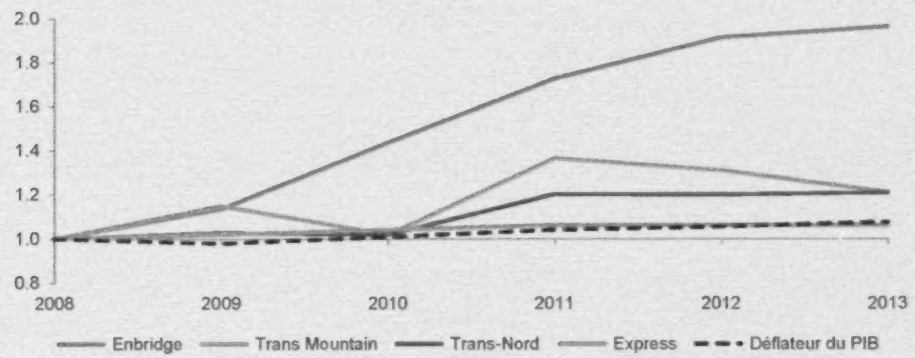
Idéalement, les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix stables et raisonnables (droits de transport). Pour en juger, l'Office surveille la stabilité des droits pipeliniers, ainsi que la nature et la fréquence des règlements négociés par opposition aux instances en contestation de droits. Il tient aussi compte des plaintes officielles.

4.1 Indice des droits pipeliniers

La stabilité et le caractère raisonnable des droits constituent des enjeux de premier plan pour les expéditeurs. Dans une réglementation fondée sur le coût du service, des dépenses importantes sont de nature à accroître ou à réduire les droits selon leur incidence sur le débit. Souvent, une diminution de celui-ci ou des produits réalisés entraîne une hausse des droits, les coûts étant alors partagés par un plus petit nombre d'expéditeurs dans le réseau.

FIGURE 4.1

Droits repères des oléoducs de 2008 à 2013



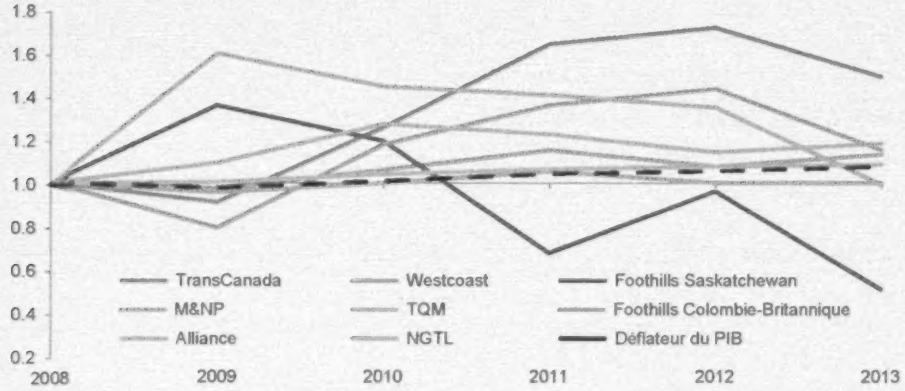
La figure 4.1 présente l'évolution des droits exigés sur les oléoducs après normalisation en fonction des niveaux de 2008. Le tireté noir correspond au déflateur du PIB, qui est une mesure du taux d'inflation. La plupart des droits ont été relativement stables depuis 10 ans, suivant de près l'évolution du PIB. Toutefois, les droits ont beaucoup augmenté ces dernières années sur le réseau d'Enbridge, en grande partie à cause des coûts afférents au projet Southern Access, à la capacité de remplacement de Southern Lights, au prolongement de la canalisation 4 et au pipeline Alberta Clipper.

4.2 Règlements négociés et instances sur les droits

Les sociétés pipelinières et les expéditeurs ont réglé la plupart des questions de droits et de tarifs par la négociation. L'exploitation des grands pipelines réglementés par l'Office a été assujettie à des règlements négociés pendant la totalité ou une partie des cinq dernières années. L'Office a rendu des décisions sur les demandes litigieuses relatives aux droits et tarifs qui n'ont pu faire l'objet d'un règlement négocié. Il l'a

FIGURE 4.2

Droits repères des gazoducs de 2008 à 2013



fait dans neuf cas entre 2008 et 2013. Beaucoup d'instances ont porté sur des questions particulières plutôt que sur la question générale des droits. En voici des exemples : intégration de deux réseaux pipeliniers, majoration à l'égard de certains coûts de financement, nouvelle structure de droits en réaction à une évolution considérable du marché (nouvelle source d'approvisionnement gazier, par exemple), service de transport garanti dans un oléoduc, désignation d'une destination prioritaire. On trouvera, à l'annexe 4, des détails sur les règlements, les instances sur les droits et les plaintes.

4.2.1 *Financement de la cessation d'exploitation*

L'Office traite déjà depuis plusieurs années de cette question persistante en matière de droits. En 2009, il a demandé à toutes les sociétés qu'il réglemente de commencer à mettre des sommes de côté pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation, le principe de base étant que les frais et le financement de la cessation d'exploitation incombent aux sociétés pipelinières, et non aux propriétaires fonciers. Collectivement, les sociétés réglementées devront amasser 7,2 milliards de dollars en couverture pour les coûts futurs, en se fondant sur les estimations actuelles.

La plupart des sociétés disposent de nombreuses années pour financer la cessation d'exploitation. En 2013, elles ont déposé leurs plans pour la constitution du fonds et le mécanisme qu'elles proposent pour protéger cette réserve. Beaucoup ont choisi de mettre les fonds en fiducie et ont présenté une politique de placement. Un grand nombre aussi ont proposé de percevoir auprès des expéditeurs les sommes supplémentaires qui pourraient être nécessaires en vue de constituer une telle réserve. Une fois que l'Office aura tranché sur les propositions déposées, les sociétés commenceront à déclarer les fonds mis en réserve en 2015. Elles devront présenter régulièrement des mises à jour et des révisions de l'estimation des montants en question. À mesure qu'approchera la fin de la durée utile d'un pipeline, la société devra présenter des révisions détaillées et consulter les propriétaires fonciers.

4.3 Plaintes officielles

Les expéditeurs peuvent déposer des plaintes auprès de l'Office s'ils sont incapables de régler des différends en matière de droits, de tarifs ou d'accès. De 2009 au milieu de 2013, l'Office a reçu neuf plaintes officielles d'expéditeurs dans des affaires diverses : traitement des coûts d'installations supplémentaires, obligation pour un pipeline de recevoir des liquides de gaz naturel, droits incitatifs applicables à un seul expéditeur, répartition de la capacité aux points de réception, interprétation de ce qu'est une vérification de tiers acceptable pour les appels d'offres, dispositions tarifaires portant notamment sur le niveau des droits du service garanti et du service non garanti, fourniture d'installations de réception pétrolière et droits de service dans ces installations de remplacement, refus d'assurer le service un mélange de gaz sulfureux, calcul des droits pipeliniers. On trouvera plus de détails à ce sujet à l'annexe 4.

CAPACITÉ D'ATTIRER DES CAPITAUX

Les ratios financiers sont demeurés stables et les cotes de solvabilité ont conservé leur qualité placement dans le secteur pipelinier canadien, même pendant la crise financière. L'annexe 5 fournit des renseignements complets sur l'intégrité financière des sociétés pipelinières réglementées par l'Office.

5.1 Capital-actions ordinaires et rendement sur le capital-actions

Le ratio du capital-actions ordinaire se définit comme la proportion du capital-actions constituée d'actions ordinaires dans la structure du capital d'une société. Plus ce ratio est élevé, plus la probabilité est forte que la société pourra s'acquitter de ses obligations financières, et en particulier de rembourser ses dettes. L'Office approuve normalement un rendement sur le capital-actions ordinaire (RCA)[8] et un ratio du capital-actions ordinaires avec les droits pipeliniers par décision ou après examen d'un règlement négocié dans le cas des sociétés pipelinières du groupe 1[9]. Il a présumé que, de 2008 à 2012, les exploitants de gazoducs qu'il réglemente avaient un ratio du capital-actions ordinaire de 30 % à 40 % selon les circonstances de chacun.

Le RCA réalisé par une société peut en fait s'écarter des niveaux autorisés par l'Office, en raison, notamment, de variations de débit, de régimes incitatifs, de mécanismes de partage des bénéfices ou d'écarts de coûts. Par suite de l'application de diverses mesures incitatives, la plupart des sociétés pipelinières du groupe 1 ont réalisé des RCA plus élevés que ceux qui étaient autorisés. En 2012, ceux-ci variaient de 9,36 % à 11,5 %, la seule exception étant la Division des services sur le terrain de Westcoast s'occupant de la collecte et du traitement, dont le ratio réalisé a été de 19,25 %.

5.2 Ratios financiers

Les ratios financiers rendent compte du rendement et de l'intégrité financière d'une société par les données des états financiers[10]. Leur évaluation est particulièrement significative lorsqu'ils sont comparés à une norme de l'industrie au fil du temps. Le ratio de couverture des charges fixes et le ratio flux de trésorerie/dette totale mesurent l'un et l'autre la capacité d'une société à rembourser ses créances et à effectuer ses paiements fixes. Des ratios supérieurs sont synonymes de probabilité supérieure pour une société de respecter ses obligations et peuvent aussi indiquer une plus grande capacité d'emprunt. De 2006 à 2011, ces ratios ont été relativement constants ou ont augmenté pour la plupart des sociétés examinées qui sont réglementées par l'Office.

8 Les sociétés pipelinières des groupes 1 et 2 sont énumérées à l'annexe 6.

9 Le ratio présumé du capital-actions ordinaire donne une structure du capital théorique qui sert à l'établissement des droits et qui peut différer de la structure financière réelle d'une société.

10 Divers ratios peuvent permettre d'évaluer la liquidité d'une entreprise, le rendement de son exploitation, son potentiel de croissance et le risque. Il faut toujours user de prudence dans l'interprétation des ratios, car les éléments d'information financière peuvent se rapporter à la société mère et tenir compte d'actifs non réglementés ou d'actifs appartenant à des secteurs d'activité différents.

5.3 Cotes de solvabilité

Au Canada, les cotes de solvabilité des sociétés pipelinières sont déterminées par trois agences indépendantes d'évaluation du crédit : Dominion Bond Rating Service (DBRS), Standard & Poor's (S&P) et Moody's. Comme l'évaluation de solvabilité relève des opinions d'experts dans ces agences, elle demeure quelque peu subjective et peut varier selon les agences. Les cotes de solvabilité permettent de juger de la probabilité qu'un émetteur de titres de créance puisse faire face à ses engagements et donnent donc une idée de l'intégrité financière de la société visée. On notera qu'entre 2007 et 2012, les cotes des pipelinières réglementées par l'Office et de leurs propriétaires sont restées d'une qualité placement.

UTILISATION ET RÉPARTITION DES OLÉODUCS

Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge)

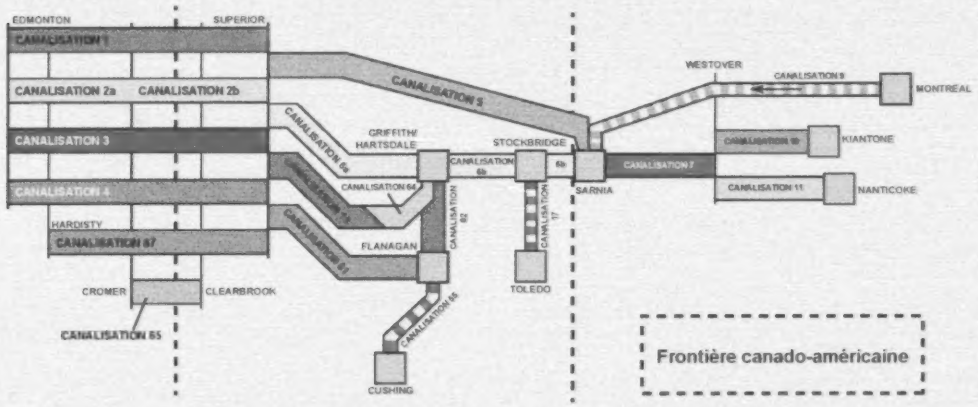
Avec sa canalisation principale, Enbridge est le plus grand transporteur de pétrole brut au Canada, avec 2 306 km de conduites transportant chaque jour plus de 2,2 Mb de brut et de liquides. Cette canalisation part d'Edmonton, en Alberta, et traverse les Prairies canadiennes en direction est jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba, où elle rejoint le réseau Lakehead d'Enbridge. Elle regagne le Canada à Sarnia en Ontario et se dirige à l'est vers Montréal. De Montréal à Westover, l'écoulement se fait en direction ouest. La figure A1.1 décrit la configuration du réseau d'Enbridge. De plus, ce réseau est relié à des oléoducs qui acheminent du brut jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et de là, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Ce réseau principal compte six canalisations en provenance de l'Ouest canadien; cinq partent de l'Alberta et aboutissent à Superior, au Wisconsin :

- La canalisation 1 de LGN, de pétrole brut synthétique et de produits pétroliers raffinés a une capacité de 37 600 m^3/j (237 kb/j). Les produits raffinés sont livrés en amont de Superior, et il n'y a donc que les LGN et le brut synthétique qui parviennent au parc de stockage.
- Les canalisations 2 et 3 de brut léger et de condensats ont respectivement une capacité de 70 300 et 62 000 m^3/j (442 et 390 kb/j).
- Les canalisations 4 et 67 (ce que l'on appelle le pipeline Alberta Clipper) de brut lourd ont respectivement une capacité de 126 500 et 71 400 m^3/j (796 et 450 kb/j).

FIGURE A1.1

Configuration du réseau pipelinier d'Enbridge en 2013

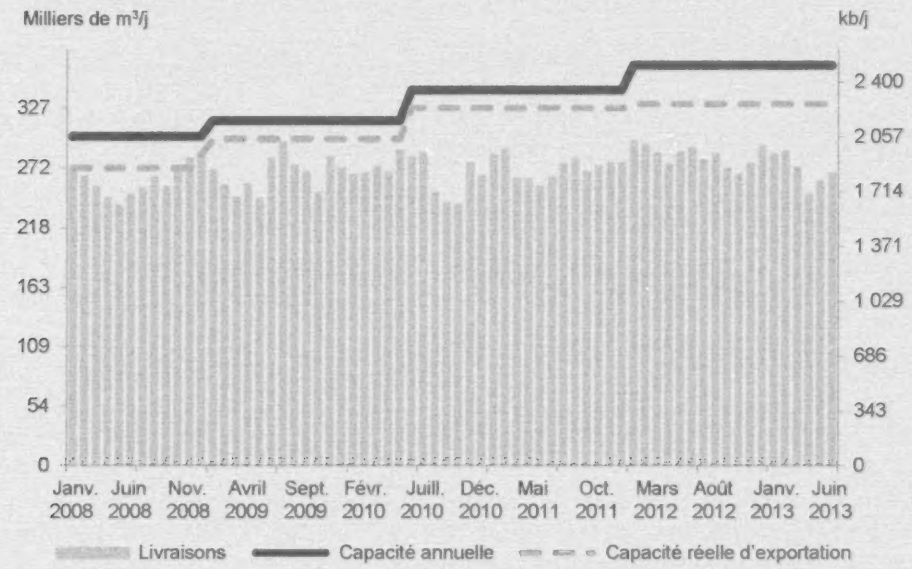


La sixième canalisation (portant le numéro 65) de brut léger et moyen peut transporter jusqu'à 29 500 m^3/j (186 kb/j) de produits entre Cromer, en Saskatchewan, et Clearbrook, au Minnesota.

La canalisation principale d'Enbridge et le réseau Lakehead sont conçus pour permettre l'exportation d'environ 397 400 m^3/j, ou 2,5 Mb/j. Toutefois, des contraintes de capacité sur certains tronçons du réseau américain ont réduit à environ 302 000 m^3/j (1,9 Mb/j) les livraisons de brut en provenance de l'Ouest canadien. La figure A1.2 montre la capacité de transport de la canalisation principale d'Enbridge par rapport à la capacité d'exportation. En 2012, ces livraisons se sont établies, en moyenne, à 283 000 m^3/j (1,8 Mb/j). Au premier semestre de 2013, elles ont légèrement diminué à 281 000 m^3/j (1,77 Mb/j).

FIGURE A1.2

Débit et capacité nominale de la canalisation principale d'Enbridge



La canalisation 6B achemine du brut et des produits pétroliers liquides de Griffith, en Indiana, à Sarnia, en Ontario. En juillet 2010, une rupture au Michigan a causé un déversement estimé à 3 100 m^3 (19 500 barils) de brut lourd. Retirée du service pendant neuf semaines, la canalisation fonctionne à une pression réduite depuis le déversement. En septembre 2010, une fuite sur la canalisation 6A a entraîné le rejet d'une quantité estimative de 970 m^3 (6 100 barils) de brut. Mise hors service pendant huit jours, elle est exploitée à une pression réduite depuis. Des tronçons de cette canalisation ont été remplacés. Le projet visant son remplacement intégral et le retour à sa capacité nominale de 41 300 m^3/j (260 kb/j) pourrait être achevé au milieu de 2014.

La canalisation 9, d'une capacité de 38 200 m^3/j (240 kb/j), transporte du pétrole de Montréal, au Québec, jusqu'aux raffineries de Sarnia, en Ontario. Les livraisons diminuent depuis plusieurs années dans cette canalisation et, en juillet 2012, Enbridge a reçu le feu vert de l'Office pour inverser le sens d'écoulement entre Sarnia et la station North Westover, en Ontario. La capacité nominale de la canalisation inversée serait de 26 858 m^3/j (169 kb/j). La mise en service était prévue pour l'automne de 2013. En novembre 2012, Enbridge a déposé une demande en vue d'inverser le sens d'écoulement du tronçon de la canalisation 9 reliant North Westover et Montréal (canalisation 9B) et d'accroître la capacité de toute la canalisation 9 à environ 47 680 m^3/j (300 kb/j).

Par ailleurs, le pipeline Southern Lights est entré en exploitation en juillet 2010. Il s'étend vers l'ouest entre Manhattan, en Illinois, et Edmonton, en Alberta. D'une capacité de 28 600 m^3/j (180 kb/j), il transporte des hydrocarbures légers (diluants) en provenance de la région de Chicago. Ces produits sont incorporés en

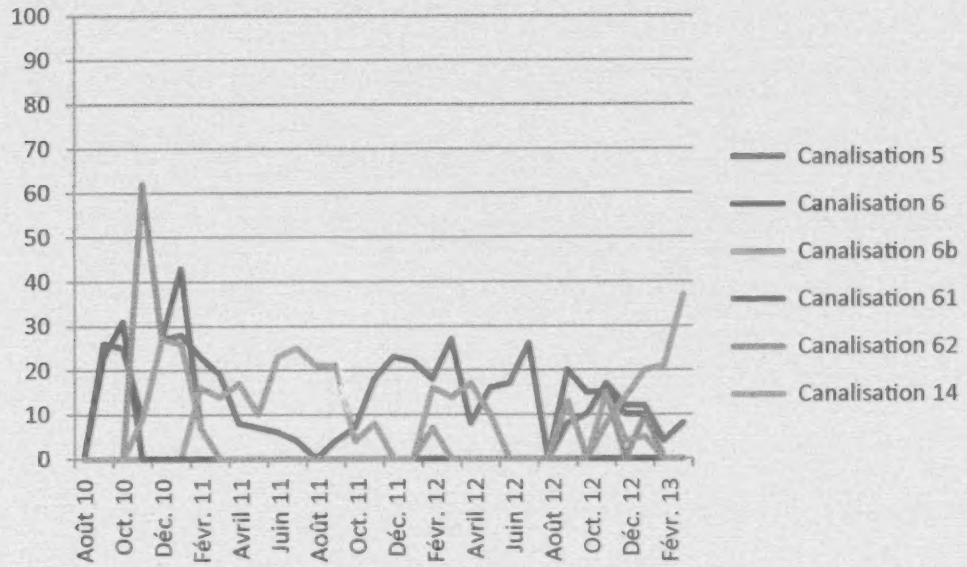
mélange à la production de bitume et de pétrole lourd de l'Alberta. Comme la province éprouve de plus en plus le besoin d'importer des diluants, Enbridge a des projets d'agrandissement pour ce pipeline.

Répartition de la capacité d'Enbridge

La canalisation principale d'Enbridge fait généralement l'objet d'une répartition en aval de Superior. La figure A1.3 présente les annonces de répartition aux États-Unis. La capacité de la canalisation 5 reliant Superior à Sarnia est constamment répartie depuis septembre 2010.

FIGURE A1.3

Répartition de la capacité d'Enbridge aux États-Unis (en pourcentage)



Trans Mountain Pipeline ULC (Trans Mountain)

Le pipeline de Trans Mountain, qui appartient à Kinder Morgan Inc., achemine en direction ouest du brut et des produits pétroliers raffinés et semi-raffinés entre Edmonton, en Alberta, et divers lieux en Colombie-Britannique et dans l'État de Washington. Du brut est aussi expédié vers les marchés d'outre-mer en passant par le quai Westridge de Trans Mountain à Burnaby, en Colombie-Britannique.

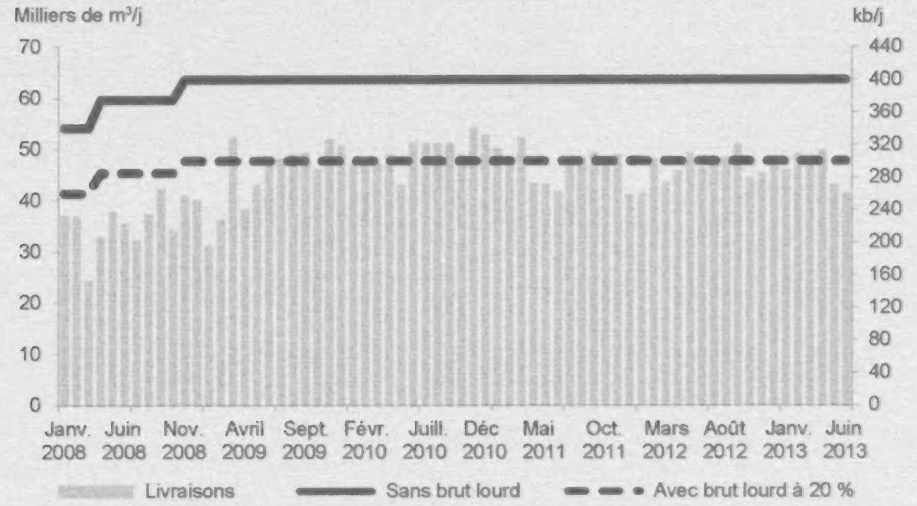
Le transport de brut lourd réduit la capacité d'un pipeline. La figure A1.4 présente deux valeurs de capacité pour ce pipeline, l'une sans brut lourd et l'autre avec un tel produit à hauteur de 20 %. À l'heure actuelle, la capacité à 20 % de brut lourd est de 47 600 m^3/j (300 kb/j). En 2010, 2011 et 2012, les livraisons de brut lourd de Trans Mountain ont respectivement été de 26 %, 21 % et 23 %.

La capacité de ce pipeline fait l'objet d'une répartition depuis déjà plusieurs années. En 2012, le débit moyen s'est établi à 46 160 m^3/j (290 kb/j). Au premier semestre de 2013, la moyenne a été de 47 200 m^3/j (297 kb/j).

La capacité de ce pipeline est répartie selon la destination (terrestre en Colombie-Britannique ou dans l'État de Washington, ou maritime par le quai Westridge de Burnaby, en Colombie-Britannique).

FIGURE A1.4

Débit et capacité du pipeline de Trans Mountain



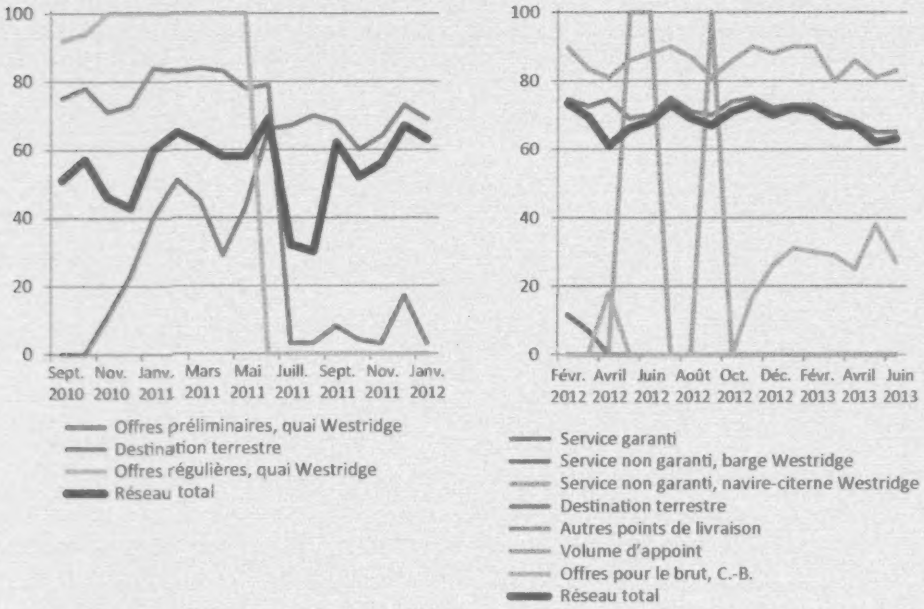
Répartition de la capacité de Trans Mountain

En 2007, l'Office a approuvé une formule modifiée de répartition de la capacité entre les destinations intérieures et d'exportation. Auparavant, la capacité au quai était répartie entre les expéditeurs par une loterie. Les offres au quai sont aujourd'hui réparties dans le cadre d'un processus mensuel de souscription de primes d'offre. Les expéditeurs souscrivent une prime au-dessus du droit pipelinier pour s'assurer des chargements entiers de navire-citerne ou de barge au quai Westridge. La soumission globale la plus haute compte tenu de la prime d'offre et du volume est gagnante. Les offres au quai présentées deux jours d'avance sont prioritaires par rapport aux offres régulières au quai et dans l'attribution de la capacité pipelinière. En outre, les offres pour des destinations terrestres l'emportent sur les offres au quai dans le régime régulier. Si les offres terrestres égalent ou dépassent la capacité allouée, toutes les offres au quai en régime régulier seront en répartition.

En décembre 2011, l'Office a approuvé une demande de Trans Mountain pour un service garanti au quai Westridge. Par cette approbation, 4 300 m^3/j (27 kb/j) de capacité à des destinations terrestres ont été réaffectés au quai Westridge pour des volumes totaux de capacité de 35 000 m^3/j (221 kb/j) dans le premier cas et de 12 600 m^3/j (79 kb/j) dans le second. Selon le nouveau régime, 8 600 m^3/j (54 kb/j) vont au service garanti et les 4 000 m^3/j restants (25 kb/j), au service non garanti. Les volumes au quai en service non garanti se divisent en deux sous catégories, celle des navires-citernes et celle des barges. Les expéditeurs ayant souscrit le service garanti sont tenus de présenter leurs offres deux jours d'avance, ce qui détermine la capacité disponible pour le service non garanti. Le processus antérieur de soumission a été maintenu pour les offres préliminaires et régulières au quai en service non garanti. Pour le service garanti, la nouvelle répartition a pris effet en février 2012. La figure A1.5 décrit la répartition de la capacité du réseau pipelinier de Trans Mountain comme elle est annoncée selon les deux méthodes.

FIGURE A1.5

Répartition de la capacité de Trans Mountain



Express Pipeline Ltd. (Express)

Le réseau Express comprend deux oléoducs, soit les pipelines Express et Platte. Le premier part de Hardisty, en Alberta, et achemine le brut vers la région des Rocheuses américaines, notamment le Montana, le Wyoming, l'Utah et le Colorado. Il se raccorde au pipeline Platte à Casper, au Wyoming, pour les expéditions en direction des raffineries du Kansas et de l'Illinois. En mars 2013, Kinder Morgan a cédé sa part du réseau Express à Spectra Energy qui est maintenant seule propriétaire. Le pipeline Express est exploité pour la majeure partie de sa capacité en vertu de contrats de service garanti à long terme passés avec les expéditeurs.

Le réseau Express est d'une capacité nominale de 44 900 m^3/j (280 kb/j). Toutefois, des contraintes dans le pipeline Platte, une plus grande concurrence pour la capacité provenant de la production de pétrole de réservoirs étanches (incluant du schiste) de la formation Bakken et une demande limitée du marché dans la région des Rocheuses américaines font que, dans la pratique, la capacité d'exportation du Canada n'est que d'environ 31 800 m^3/j (200 kb/j). La figure A1.6 indique le débit et la capacité du réseau. En 2012, le débit s'est établi, en moyenne, à 30 390 m^3/j (191 kb/j). Au premier semestre de 2013, la moyenne était de 33 740 m^3/j (212 kb/j).

Trans Canada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone)

L'exploitation commerciale s'est amorcée en juillet 2010 sur le premier tronçon du projet Keystone. À l'époque, le pipeline avait une capacité de 69 000 m^3/j (435 kb/j) entre Hardisty, en Alberta, et les carrefours de Wood River et de Patoka dans le Midwest américain. Le second tronçon est entré en exploitation en février 2011, le réseau étant prolongé jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et gagnant 24 800 m^3/j (156 kb/j) de capacité pour une capacité totale d'exportation de 93 800 m^3/j (591 kb/j). Le pipeline est exploité pour la majeure partie de sa capacité en vertu de contrats à long terme avec les expéditeurs.

La figure A1.7 illustre l'augmentation progressive de l'utilisation en 2010 et 2011. Le débit a été moins élevé au deuxième trimestre de 2011, en partie à cause de restrictions volontaires dans le réseau. En effet, l'exploitant a procédé à des travaux d'entretien pour réparer le matériel défectueux à l'origine de rejets à

FIGURE A1.6

Débit et capacité du pipeline d'Express

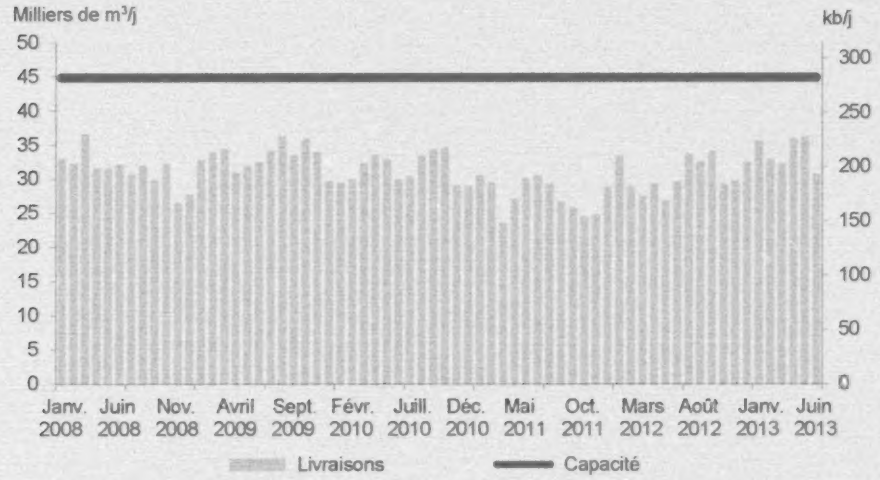
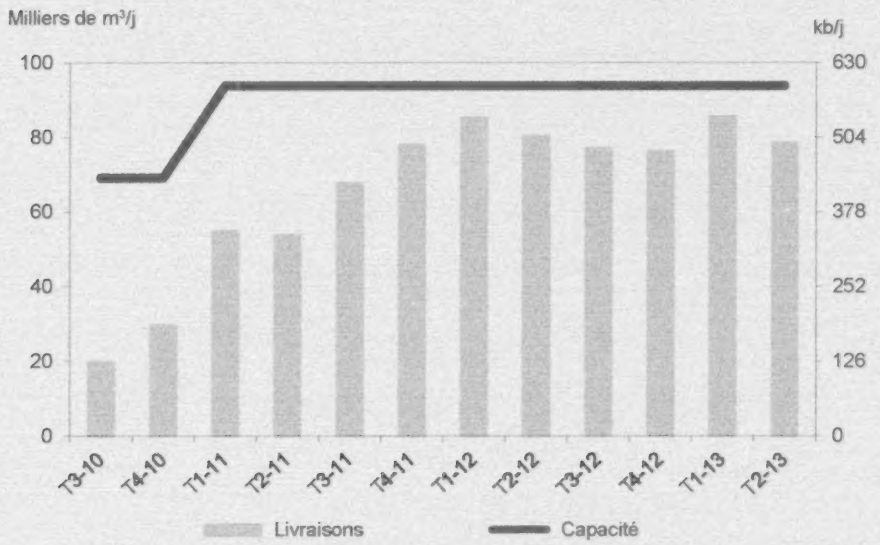


FIGURE A1.7

Débit et capacité du pipeline de Keystone



deux stations de pompage dans la partie américaine de la canalisation. En 2012, le débit moyen a été d'environ 80 300 m^3/j (505 kb/j), soit 85 % de la capacité. Au premier semestre de 2013, il a atteint 81 850 m^3/j (515 kb/j), ce qui représente 87 % de la capacité.

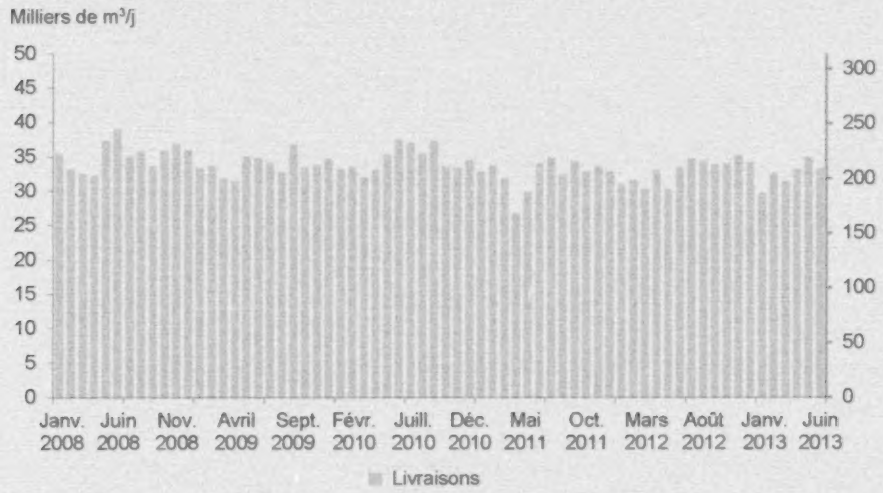
Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI)

PTNI transporte des produits pétroliers raffinés en direction ouest, de Montréal à Toronto (avec des livraisons dans la région d'Ottawa et ailleurs) et dans les deux sens entre Toronto et Oakville, en Ontario. Il achemine aussi des produits raffinés de la raffinerie d'Impériale, de Nanticoke vers l'est à Toronto, en Ontario. En octobre 2010, l'Office a imposé dans tout ce réseau une réduction à 80 % de la pression maximale d'exploitation en place à la suite de son évaluation du plan de gestion de l'intégrité de PTNI. Cette restriction est toujours en vigueur dans des parties de ce réseau.

La figure A1.8 indique que le débit moyen de produits pétroliers par ce pipeline a été de 30 500 m^3/j (192 kb/j) en 2012 et de 32 200 m^3/j (203 kb/j) au premier semestre de 2013. Ce débit représente le volume de toutes les expéditions dans ce pipeline vers des points de livraison multiples avec capacité qui varie selon les tronçons. Entre Montréal et Farran's Point, entre Farran's Point et Belleville et entre Belleville et Toronto, la capacité est respectivement de 21 000, 11 500 et 10 000 m^3/j (132, 72 et 63 kb/j).

FIGURE A1.8

Débit du pipeline de Trans-Nord



ÉVOLUTION DU MARCHÉ DES LIQUIDES DE GAZ NATUREL

Kinder Morgan Cochin Pipeline ULC (Cochin)

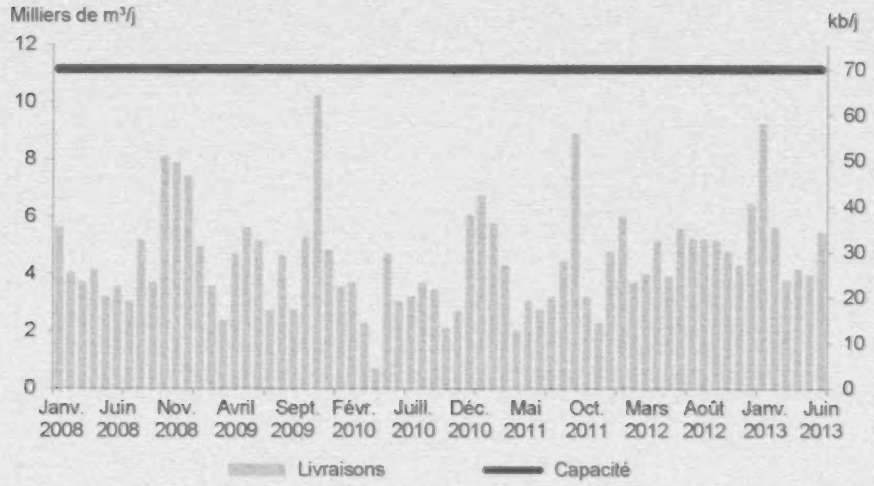
Le pipeline Cochin de Kinder Morgan est le plus gros et le plus long qui transporte des LGN au Canada. Cette canalisation de 3 000 km s'étend de Fort Saskatchewan, en Alberta, à Windsor, en Ontario. Quittant le Canada à la frontière internationale près d'Elmore, en Saskatchewan, elle traverse sept États américains. Elle accède à des terminaux de stockage souterrain de propane à Fort Saskatchewan, Regina et Windsor, et son raccordement avec le pipeline Windsor-Sarnia permet d'acheminer le propane vers Sarnia, en Ontario.

En 2006, on a découvert une défectuosité dans la partie américaine du pipeline; depuis 2007, il est exploité à une pression volontairement réduite à 4 137 kPa (600 lb/po2) dans l'Ouest canadien, ce qui limite la capacité effective à environ 11 130 m^3/j (70 kb/j), tel qu'il est illustré à la figure A1.9, alors que la capacité nominale est de 15 900 m^3/j (100 kb/j). Depuis 2007, le pipeline transporte seulement du propane en provenance du Canada. Le transport de produits à plus haute pression de vapeur comme l'éthane et l'éthylène a été suspendu après cette découverte. Depuis avril 2012, le pipeline assure le service entre Conway, au Kansas, et les environs d'Iowa City, en Iowa, d'un mélange d'éthane et de propane dont la pression de vapeur est inférieure à celle de l'éthane ou de l'éthylène pur.

En août 2012, Kinder Morgan a sollicité l'approbation de l'Office pour inverser le sens d'écoulement du tronçon ouest du pipeline Cochin. Invoquant une tendance à la baisse de la production de gaz naturel et, donc, de propane, et un besoin croissant de condensat de fluidification du bitume en Alberta, la société a proposé une inversion en direction ouest entre le comté de Kankakee, en Illinois, et Fort Saskatchewan, en Alberta. Un appel d'offres clos en mai 2012 a engendré pour 15 900 m^3/j (100 kb/j) d'offres fermes d'expéditeurs pour une période minimale de 10 ans. L'Office a approuvé le projet d'inversion de Cochin, et ce pipeline devrait commencer à expédier du condensat vers l'ouest au deuxième trimestre de 2014.

FIGURE A1.9

Débit et capacité du pipeline Cochin



Vantage Pipeline (Vantage)

L'Office a approuvé le projet de pipeline Vantage en janvier 2012 et le Département de l'Énergie des États-Unis a délivré un permis présidentiel à ce projet en juillet 2013. Le pipeline Vantage permettra d'importer de l'éthane de l'usine de traitement de gaz naturel de Hess Corporation à Tioga, au Dakota du Nord, et de l'acheminer par la Saskatchewan vers le point de raccordement au réseau de collecte d'éthane de l'Alberta près d'Empress, en Alberta. Ce réseau transportera ensuite l'éthane importé en vue de la production d'éthylène par l'industrie pétrochimique albertaine. Le pipeline Vantage est d'une longueur approximative de 700 km, 570 en Saskatchewan, 130 au Dakota du Nord et 3 en Alberta. Il aura une capacité de 6 300 m^3/j (40 kb/j) pouvant être portée à 9 500 m^3/j (60 kb/j) avec l'adjonction de deux stations de pompage. Il devrait entrer en exploitation au début de 2014.

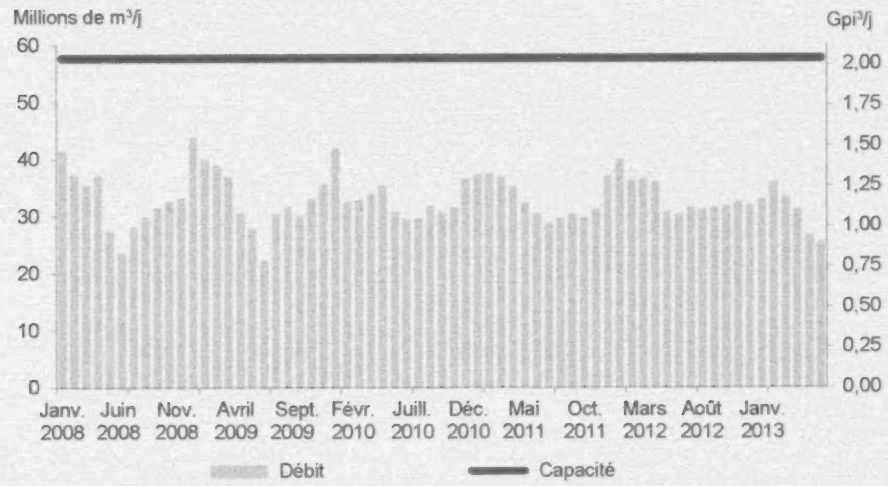
UTILISATION DES GAZODUCS

Westcoast Energy Inc. (Westcoast)

La figure A2.1 indique, en moyenne mensuelle, le débit et la capacité du tronçon sud du gazoduc de Westcoast. Ce réseau s'étend de certains points au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest, en Alberta et en Colombie-Britannique jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Huntingdon, en Colombie-Britannique. Il se raccorde aux États-Unis au pipeline Northwest qui approvisionne en gaz naturel le marché des États américains du Nord-Ouest sur la côte du Pacifique. Sur le réseau de Westcoast, les livraisons mesurées à la station 2 près de Chetwynd, en Colombie-Britannique, s'établissaient, en moyenne, à 32,5 Mm^3/j (1,1 Gpi3/j) en 2012. Au cours des cinq premiers mois de 2013, elles ont été de 30,3 Mm^3/j (1,1 Gpi^3/j). L'utilisation moyenne de la capacité a respectivement été de 57 %, 56 % et 53 % en 2011, en 2012 et au premier semestre de 2013.

FIGURE A2.1

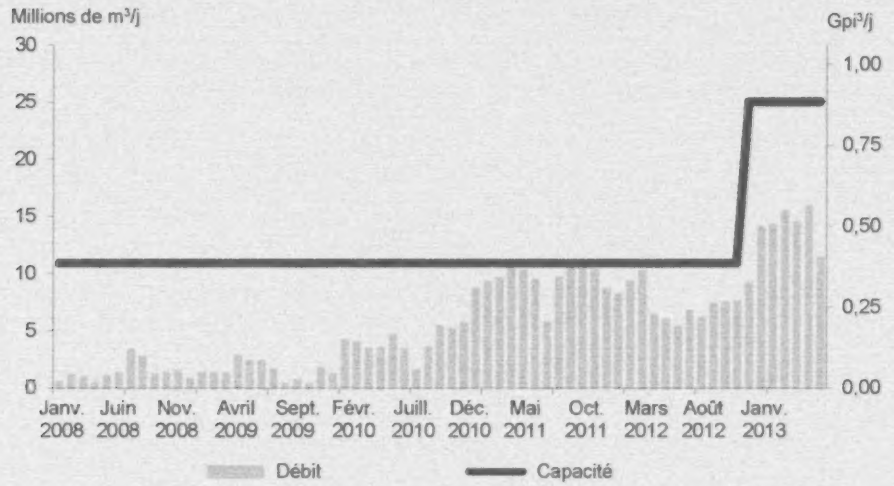
Débit et capacité du pipeline T-Sud de Westcoast



La figure A2.2 indique, en moyenne mensuelle, les volumes exportés depuis la partie nord du réseau de Westcoast jusqu'au réseau de NGTL, à deux points situés en Alberta : Nova Gordondale et Sunset/Groundbirch. En 2012, la moyenne a été de 7,9 Mm^3/j (0,29 Gpi^3/j). En novembre 2012, le raccordement, à Sunset/Groundbirch, au réseau de NGTL est entré en service, ce qui a porté la capacité vers l'Alberta à 25 Mm^3/j (0,88 Gpi^3/j). Les livraisons moyennes ont été de 14,3 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) au cours des cinq premiers mois de 2013.

FIGURE A2.2

Débit et capacité du pipeline de Westcoast en Alberta



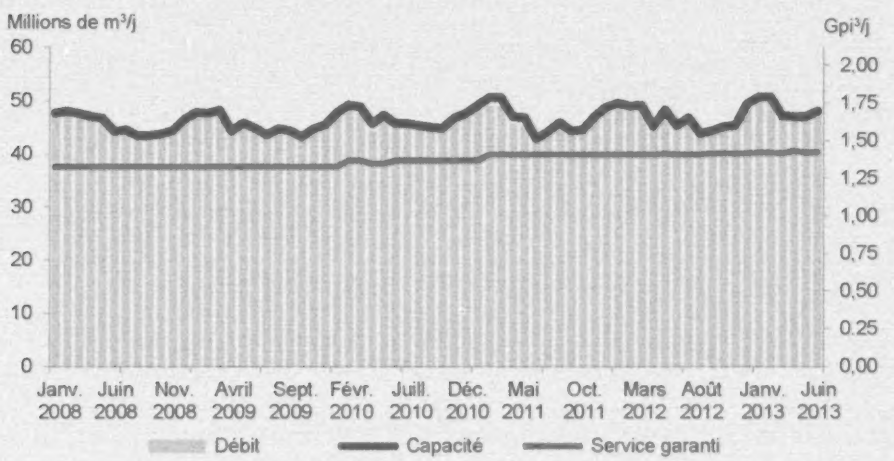
Alliance Pipeline Ltd. (Alliance)

Ce pipeline transporte du gaz naturel riche en liquides, du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta vers un carrefour pipelinier de la région de Chicago, en Illinois. Le réseau compte 52 points de réception largement concentrés près de son extrémité amont.

La figure A2.3 indique, en moyenne mensuelle, les livraisons et la capacité du réseau d'Alliance. Cette société offre une capacité en service garanti de 39,7 Mm^3/j (1,4 Gpi^3/j). Un surcroît de capacité pouvant atteindre 10 % de la quantité souscrite par contrat est mis à la disposition des expéditeurs ayant passé des contrats de service garanti, au seul coût du combustible grâce à un service de dépassement autorisé. La capacité totale disponible varie selon la température ambiante et la disponibilité de groupes compresseurs (en raison des travaux d'entretien). La capacité est assujettie à des contrats à long terme et, pour l'essentiel, elle a été pleinement utilisée depuis que le pipeline a été mis en service en décembre 2000. Durant les six premiers mois de 2013, les livraisons moyennes ont été de 47,9 Mm^3/j (1,7 Gpi^3/j) pour une utilisation approximative de 99 %

FIGURE A2.3

Débit et capacité du pipeline d'Alliance



Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL)

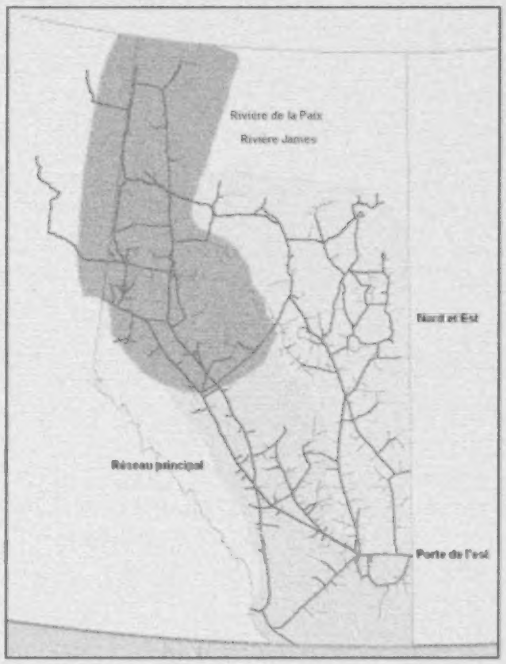
Le réseau de NGTL comprend un gazoduc avec stations de compression et autres installations qui s'étend sur plus de 25 000 km en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Il compte plus de 1 100 points de réception et de 300 grands points de livraison. En 2012, il a transporté environ 103 milliards de mètres cubes, ou 3 645 Gpi^3, de gaz ventilés ainsi : 39 % à l'intérieur de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, 32 % vers les réseaux approvisionnant les marchés du Midwest américain, 18 % vers les réseaux desservant les États américains du Nord-Ouest sur la côte du Pacifique et la Californie, et 11 % vers les réseaux alimentant l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis.

Le réseau de NGTL se divise en trois secteurs, à savoir la rivière de la Paix, le nord et l'est, et la canalisation principale (voir la figure A2.4). Les données sur les livraisons par ce gazoduc (amont de la rivière James, nord et est et porte de l'est) correspondent à ces secteurs.

La figure A2.5 indique, en moyenne mensuelle, le débit du secteur de la rivière de la Paix en amont de la rivière James. Le gaz naturel de ce secteur entre dans le réseau par des points de réception situés surtout dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. Depuis 2008, les livraisons en amont de la rivière James sont en hausse, une situation qui s'explique par le fait qu'une quantité croissante de gaz naturel rejoint le réseau par les gazoducs de Horn River et de Groundbirch en provenance des secteurs d'approvisionnement de Horn River et de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

FIGURE A2.4

Carte du réseau de NGTL



Durant les six premiers mois de 2013, le débit s'est établi, en moyenne, à 179 Mm^3/j (6,3 Gpi^3/j) et le taux moyen d'utilisation de la capacité a été de 82 %. Vers la fin de 2011, la capacité a augmenté, passant approximativement de 180 à 200 $Mm3/j$ (de 6,35 à 7,15 Gpi^3/j) pour ensuite atteindre environ 218 Mm^3/j (7,7 Gpi^3/j) vers la fin de 2012 grâce à la mise en service de nouvelles stations de compression.

La figure A2.6 montre le débit et la capacité du secteur nord et est du réseau de NGTL, c'est-à-dire le tronçon intra-albertain acheminant le gaz naturel destiné à l'exploitation des sables bitumineux du nord de l'Alberta. Le débit moyen a été de 78 Mm^3/j (2,8 Gpi^3/j) au cours des six premiers mois de 2013. Le taux moyen d'utilisation de la capacité s'est établi à 73 % en 2012 et à 74 % pendant les six premiers mois de 2013.

La figure A2.7 indique le débit et la capacité d'accès vers l'est du réseau de NGTL, qui se raccorde au réseau principal de TransCanada à Empress et au réseau de Foothills en Saskatchewan en un point sur la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan (à McNeill). Durant les six premiers mois de 2013, le débit moyen a été de 113,7 Mm^3/j (4,0 Gpi^3/j). L'utilisation de la capacité s'est établie en moyenne à 68 % en 2011, à 58 % en 2012 et à 61 % durant les six premiers mois de 2013.

Si le débit a diminué depuis 2008, c'est en grande partie à cause d'une baisse de la demande au point de réception d'Empress pour le transport à grande distance vers les marchés de l'est.

FIGURE A2.5

Débit et capacité du pipeline de NGTL en amont de la rivière James

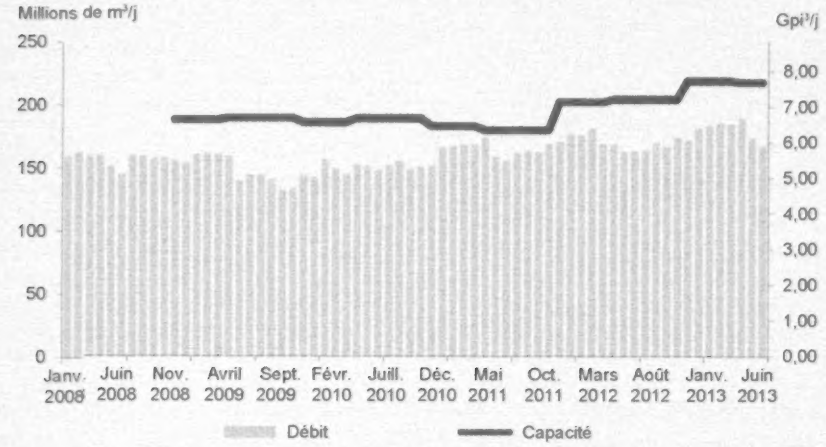


FIGURE A2.6

Débit et capacité du pipeline de NGTL dans le secteur nord et est

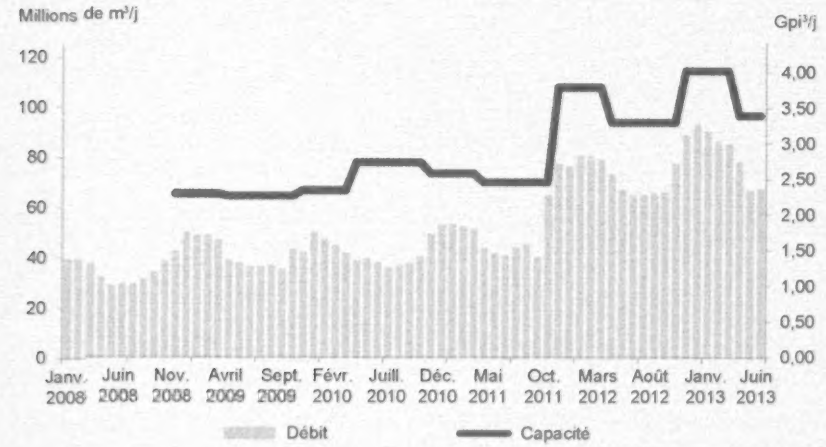
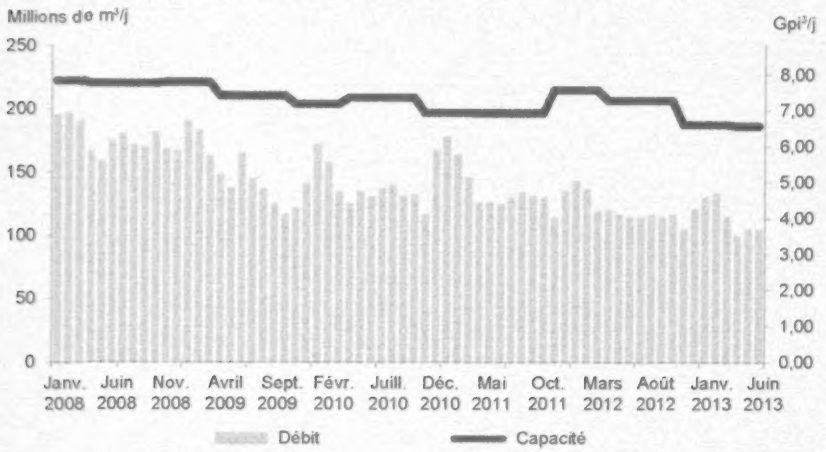


FIGURE A2.7

Débit et capacité du pipeline de NGTL à la porte de l'est

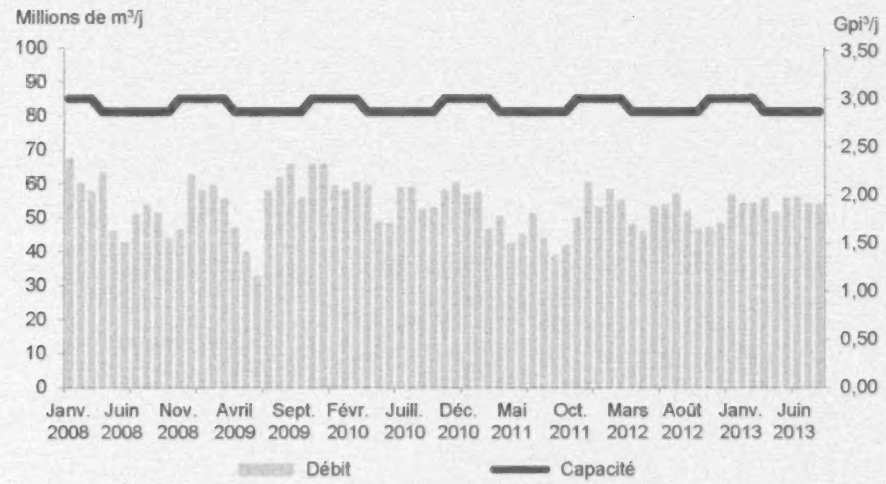


Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills)

Le réseau de Foothills est d'une longueur approximative de 1 240 km. Ce gazoduc part d'un point de raccordement avec NGTL près de Caroline, au centre de l'Alberta, et traverse des régions de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Le réseau se divise en quatre zones. La zone 6 comprend les tronçons du pipeline albertain entre Caroline et McNeill. La zone 7 est le tronçon entre Caroline et la limite Alberta-Colombie-Britannique. La zone 8 correspond aux installations situées entre cette même limite et le point d'exportation de Kingsgate, en Colombie-Britannique. La zone 9 est formée des installations reliant McNeill et le point d'exportation de Monchy, en Saskatchewan. Le pipeline de Foothills en Colombie-Britannique achemine le gaz depuis le BSOC jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Kingsgate. En zone frontalière, il se raccorde au réseau de Gas Transmission Northwest qui dessert les marchés des États américains du Nord-Ouest sur la côte du Pacifique, ainsi que ceux de la Californie et du Nevada.

FIGURE A2.8

Débit et capacité du pipeline de Foothills en Colombie-Britannique



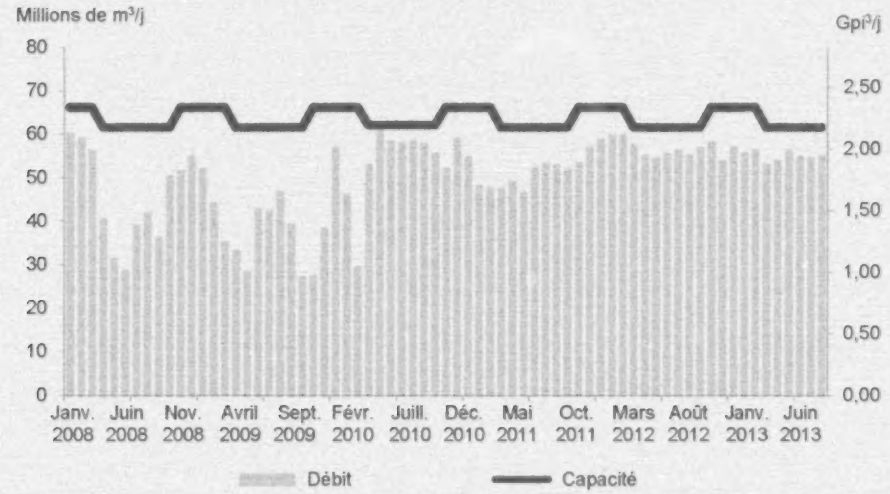
La figure A2.8 indique, en moyenne mensuelle, le débit sur le réseau de Foothills en Colombie-Britannique. Durant les neuf premiers mois de 2013, le débit à la limite entre l'Alberta et la Colombie-Britannique s'est établi, en moyenne, à 54 Mm^3/j (1,9 Gpi^3/j). Le taux moyen d'utilisation de la capacité a été de 59 % en 2011, de 62 % en 2012 et de 66 % durant les neuf premiers mois de 2013. L'excédent de capacité est attribuable à la concurrence des sociétés pipelinières qui approvisionnent le marché californien. L'offre de gaz en provenance de la région des Rocheuses américaines, du bassin de San Juan et du bassin permien concurrence l'offre en provenance du BSOC sur les marchés de la Californie.

Pour le pipeline de Foothills en Colombie-Britannique, le débit a été relativement stable ces cinq dernières années, mais il a légèrement diminué en 2011, principalement en raison de la mise en service du pipeline Ruby, réseau de transport gazier de 1 086 km qui relie la région des Rocheuses américaines, productrice de gaz, aux marchés du nord de la Californie. Ce pipeline a créé une concurrence directe pour celui de Foothills en Colombie-Britannique. Le débit du réseau de Foothills a augmenté en 2012 grâce à des prix concurrentiels du gaz du BSOC par rapport à la production dans la région des Rocheuses américaines sur les marchés nord-californiens. En 2013, le BSOC est demeuré concurrentiel à cet égard, d'où une hausse du débit durant le premier semestre de 2013 par rapport à 2012. En 2013, les exportations canadiennes ont augmenté sur le marché de la Californie à cause d'une demande plus forte de gaz naturel pour la production d'électricité dans un contexte de production hydroélectrique inférieure à la normale et de pannes dans les centrales nucléaires.

Le réseau de Foothills en Saskatchewan achemine le gaz naturel du BSOC jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Monchy. Il se raccorde au pipeline Northern Border qui dessert les marchés du Midwest américain. La figure A2.9 indique, en moyenne mensuelle, un débit totalisant 55 Mm^3/j (1,9 Gpi^3/j) à la frontière entre la Saskatchewan et les États-Unis pour les neuf premiers mois de 2013. La capacité a été utilisée, en moyenne, à 80 % en 2011, à 89 % en 2012 et à 87 % durant les neuf premiers mois de 2013.

FIGURE A2.9

Débit et capacité du pipeline de Foothills en Saskatchewan



De 2008 à 2010, le débit a été élevé en période de pointe hivernale, où les besoins de chauffage sont accrus, et durant les mois d'été, pour la production d'électricité et la reconstitution des stocks. Il a diminué au printemps et à l'automne, périodes où la consommation est plus faible. L'excédent de capacité à ce moment tient à une plus forte concurrence d'offre des pipelines rivaux dans le Midwest américain. En mai 2008, le tronçon ouest du pipeline Rockies Express aux États-Unis est entré en service. Il a ajouté 50,1 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) de capacité pipelinière pour le Midwest et réduit les besoins en gaz canadien dans la région.

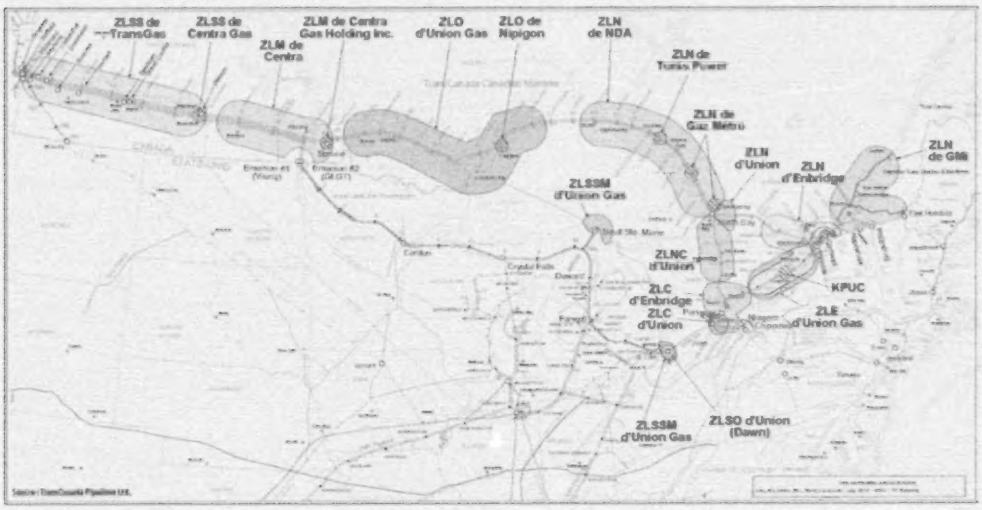
Depuis 2010, le débit du pipeline de Foothills en Saskatchewan a augmenté et n'obéit plus à de nettes tendances saisonnières. Il s'est accru en direction du Midwest américain, offrant aux producteurs du BSOC des prix nets supérieurs à ceux d'autres régions comme le Nord-Est des États-Unis où la production croissante de la formation Marcellus a de plus en plus supplanté le gaz naturel canadien non concurrentiel. Dans ce pipeline, le débit a à nouveau reculé légèrement au début de 2011, après la mise en service du pipeline Bison. Long de 487 km, celui-ci achemine le gaz du bassin de Powder River, au Wyoming, vers un raccordement avec le gazoduc Northern Border au Dakota du Nord. Il a une capacité de 12 Mm^3/j (0,4 Gpi^3/j) et fait directement concurrence au gazoduc de Foothills en Saskatchewan. Il reste que, en 2012, le débit du pipeline de Foothills a augmenté. Le gaz canadien destiné aux marchés du Midwest américain n'a pas été supplanté, comme on s'y attendait, par l'entrée en exploitation du pipeline Bison. Tout au long de 2012 et dans les premiers mois de 2013, le débit de ce dernier est demeuré faible, ce qui s'explique par une production stationnaire dans le bassin de Powder River et la concurrence d'autres gazoducs en provenance de la région des Rocheuses américaines.

TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada)

Le réseau principal de TransCanada, d'une longueur de 14 100 km, s'étend d'un point situé un peu à l'intérieur de la frontière de l'Alberta et traverse la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario et une partie du territoire québécois. Il se raccorde à divers gazoducs canadiens et internationaux en aval (voir la figure A2.10).

FIGURE A2.10

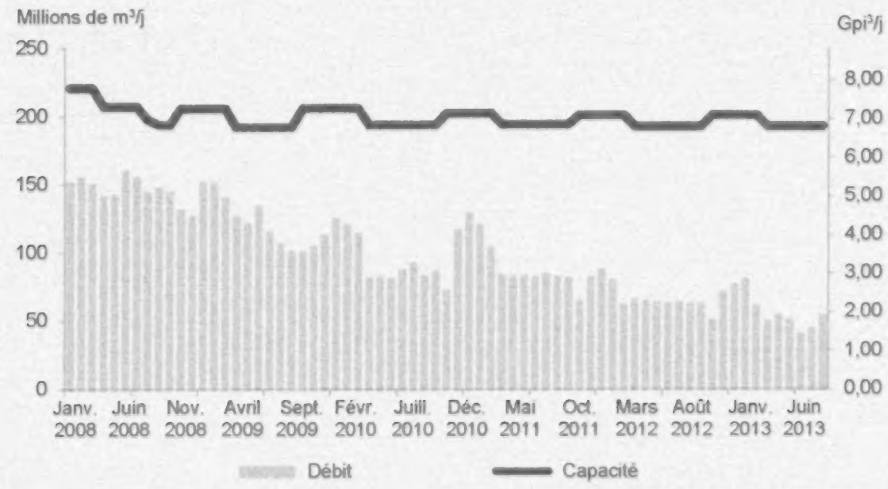
Carte du réseau principal de TransCanada



La figure A2.11 indique, en moyenne mensuelle, le débit du tronçon des Prairies du réseau principal de TransCanada. Ce tronçon s'étend de la limite territoriale entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la station de compression 41 près de l'Île-des-Chênes, au Manitoba, et de cette dernière vers le sud à un point sur la frontière canado-américaine près d'Emerson, au Manitoba. Il se raccorde aux réseaux Great Lakes Gas Transmission et Viking Gas Transmission exploités aux États-Unis.

FIGURE A2.11

Débit et capacité du tronçon des Prairies du réseau principal de TransCanada



Le débit moyen de ce tronçon a été de 57 Mm^3/j (2,0 Gpi^3/j) durant les neuf premiers mois de 2013. L'utilisation de la capacité s'est établie en moyenne à 45 % en 2011, à 34 % en 2012 et à 29 % dans les neuf premiers mois de 2013, ce qui démontre l'existence d'un excédent de capacité.

Au milieu des années 2000, cet excédent a donné l'élan nécessaire au projet pipelinier Keystone de TransCanada. Dans cette initiative, la société a cédé la canalisation 100-1 de son réseau principal à Keystone pour une conversion au service pétrolier. L'Office a approuvé la cession et la conversion en 2007, et la

construction a débuté en 2008. Entreprise en juillet 2008, la fermeture de la canalisation 100-1 s'est traduite par une diminution moyenne d'environ 14 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) de la capacité du réseau principal à la fin de 2008.

Le gaz naturel expédié dans le Nord-Est des États-Unis par des gazoducs rivaux a supplanté celui provenant du BSOC transporté dans le réseau principal de TransCanada. En 2008 et 2009, le gazoduc Rockies Express est entré en service, apportant environ 45 Mm^3/j (1,6 Gpi^3/j) aux marchés du Midwest et des États du Nord-Est, débouchés traditionnels pour le gaz du réseau principal de TransCanada. En 2009, le pipeline d'Emera Brunswick a également été mis en service, transportant du gaz naturel liquéfié (GNL) regazéifié du terminal Canaport, au Nouveau-Brunswick, et déplaçant à son tour le gaz acheminé vers les États du Nord-Est par le réseau principal de TransCanada. Ce qui a toutefois le plus joué comme facteur, c'est l'accroissement de la production de la formation Marcellus. D'après l'Energy Information Agency des États-Unis, la production de gaz naturel chez nos voisins américains des États du Nord-Est est passée de 2,1 à 12,3 Gpi^3/j entre 2008 et 2013[11]. Pendant cette période, les États-Unis se sont dotés d'une importante et nouvelle capacité pipelinière pour acheminer la production de cette source supplémentaire vers les marchés. En novembre 2012, des quantités de gaz de la formation Marcellus sont entrées en Ontario par les nouveaux pipelines américains, transformant Niagara de point d'exportation en point d'importation pour TransCanada et écartant davantage le besoin d'un transport à grande distance par le tronçon des Prairies.

La disponibilité de gaz naturel à transporter vers les marchés de l'est a également diminué de 2008 à 2013. La production gazière du BSOC est tombée de 444 à 387 Mm^3/j (de 15,7 à 13,6 Gpi^3/j) pendant cette période, parce que le gaz commandait des prix trop faibles pour justifier des forages et compenser ainsi les baisses de production des puits existants. Pendant ce temps, la demande gazière de l'Alberta montait de 2,5 à 4,1 Gpi^3/j. La puissance installée de production d'électricité au gaz naturel s'est accrue, passant de 4,9 à 6,3 GW. La demande de gaz pour l'exploitation des sables bitumineux, y compris pour l'électricité de cogénération, a progressé de 31 à 44 Mm^3/j (de 1,11 à 1,55 Gpi^3/j) entre 2008 et 2012.

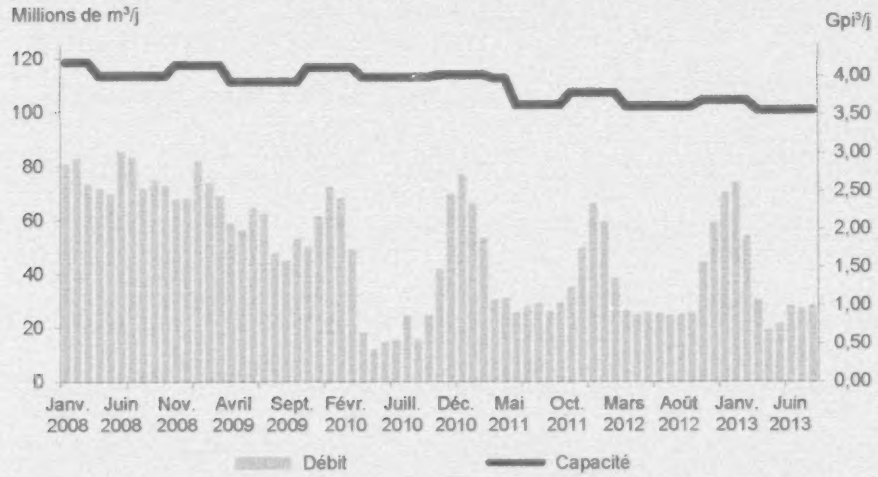
Le débit a aussi baissé à cause de l'évolution des pratiques contractuelles des expéditeurs sur le réseau principal de TransCanada. À mesure que l'écart de prix entre les marchés de l'Alberta et de l'Ontario (carrefour Dawn) diminuait, l'acheminement du gaz entre l'Alberta et les marchés de l'est devenait moins rentable. Un certain nombre d'expéditeurs, en particulier ceux du Québec et de l'Ontario, se sont tournés vers d'autres sources d'approvisionnement, évitant ainsi de passer des contrats de transport à grande distance hors de l'Alberta. Le délaissement de tels contrats a fait monter les droits pipeliniers pour le reste des expéditeurs, ce qui a davantage fragilisé la rentabilité du transport du gaz naturel du BSOC vers les marchés de l'Est.

La figure A2.12 indique, en moyenne mensuelle, le débit de la canalisation du Nord de l'Ontario du réseau principal de TransCanada, laquelle se raccorde au tronçon des Prairies et dépend de l'approvisionnement en provenance du BSOC. La canalisation du Nord de l'Ontario va en direction est de la station de compression 41 du réseau principal, près de l'Île-des-Chênes, au Manitoba, à la station 116 près de North Bay, en Ontario. Elle comprend des installations reliant Sault Ste. Marie dans cette même province au réseau Great Lakes Gas Transmission. Au sud de la station 116, elle se raccorde au triangle de l'Est du réseau principal.

11 Les États du Nord-Est sont le Maine, le New Hampshire, le Vermont, le Massachusetts, le Rhode Island, le Connecticut, l'État de New York, le New Jersey, la Pennsylvanie, le Delaware, le Maryland, la Virginie, la Virginie-Occidentale, l'Ohio et le Kentucky.

FIGURE A2.12

Débit et capacité de la canalisation du Nord de l'Ontario de TransCanada



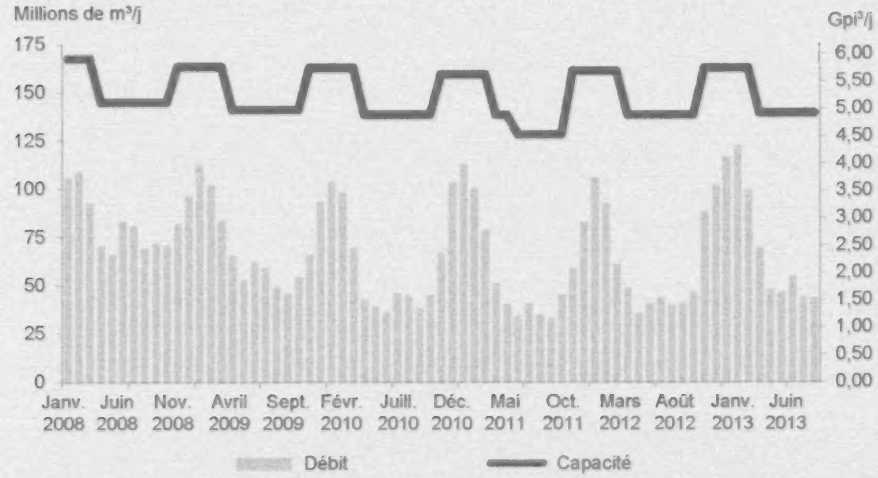
Durant les neuf premiers mois de 2013, le débit moyen de la canalisation du Nord de l'Ontario a été de 39 Mm^3/j (1,4 Gpi^3/j). Il s'agit d'une hausse de 12 % par rapport à la même période en 2012. L'utilisation de la capacité s'est établie en moyenne à 37 % en 2011, à 35 % en 2012 et à 38 % au cours des neuf premiers mois de 2013. Si le débit a diminué au fil des ans, cela tient aux mêmes facteurs de réduction des volumes que sur le tronçon des Prairies du réseau principal de TransCanada. Il faut cependant préciser qu'en ce qui concerne la canalisation du Nord de l'Ontario, le débit augmente largement l'hiver en raison de la hausse de la demande pour le chauffage domestique.

Le triangle de l'Est du réseau principal, qui, après la station 116 située près de North Bay, en Ontario, gagne les extrémités sud-est et sud-ouest du réseau, approvisionne les marchés de l'Ontario et du Québec, ainsi que les marchés d'exportation.

La figure A2.13 indique, en moyenne mensuelle, le débit du triangle de l'Est. On mesure celui-ci comme étant la somme de toutes les expéditions de TransCanada par le doublement Parkway (au raccordement du

FIGURE A2.13

Débit et capacité du triangle de l'Est du réseau principal de TransCanada



réseau principal de TransCanada avec le réseau d'Union Gas), au nord de ce point et à l'est de la station 116 (en provenance de la canalisation du Nord de l'Ontario).

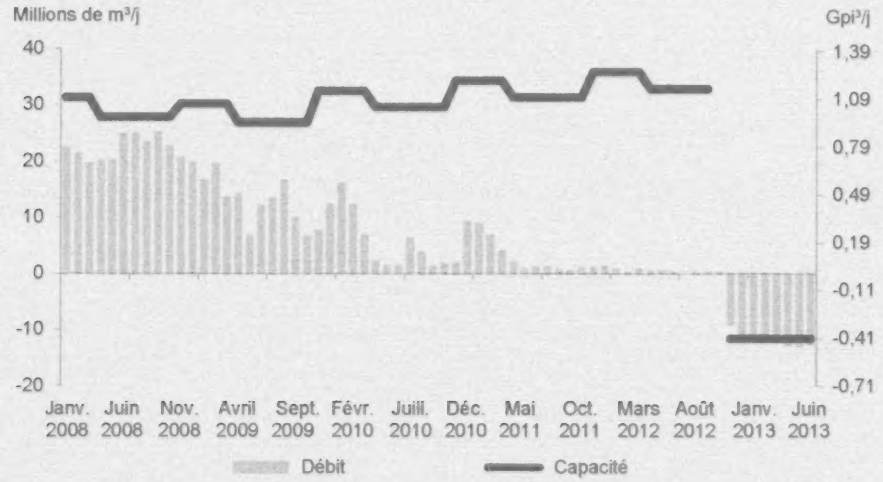
Le débit du triangle de l'Est a été en moyenne de 70,9 Mm^3/j (2,5 Gpi^3/j) durant les neuf premiers mois de 2013. Le taux moyen d'utilisation de la capacité a été de 41 % en 2011, de 42 % en 2012 et de 48 % au cours des neuf premiers mois de 2013. Si l'utilisation a connu une hausse en 2013, cela est attribuable à des températures hivernales inférieures à la moyenne au début de 2013 et à une demande de gaz supérieure pour le chauffage domestique.

Le triangle de l'Est du réseau principal de TransCanada présente une tendance saisonnière à la hausse du débit en hiver pour le chauffage domestique. Pendant la saison intermédiaire, le débit a baissé de 2008 à 2013, le gaz du BSOC ayant été supplanté sur les marchés du Nord-Est des États-Unis, principalement par le gaz de schiste de la formation Marcellus. Le débit a donc régressé dans le triangle de l'Est, la production régionale de Marcellus comblant la demande dans la région du Nord-Est, d'où une moins grande dépendance à l'égard de la capacité de stockage en Ontario et de la capacité de transport dans ce même triangle de l'Est.

Un des points d'exportation du réseau principal de TransCanada se trouve près de Niagara Falls, en Ontario. Aux États-Unis, ce réseau se raccorde au gazoduc Tennessee Gas Pipeline qui, avant novembre 2012, transportait le gaz qu'il en recevait vers les marchés du Nord-Est des États-Unis. La figure A2.14 indique, en moyenne mensuelle, le débit du réseau de TransCanada à Niagara. De 2008 à 2009, le débit à ce point d'exportation s'est établi, en moyenne, à 17 Mm^3/j (0,6 Gpi^3/j). De janvier 2010 à octobre 2012, il a diminué à 2,7 Mm^3/j (100 Mpi^3/j), en moyenne, en raison d'une hausse de la production américaine qui a chassé le gaz importé du Canada.

FIGURE A2.14

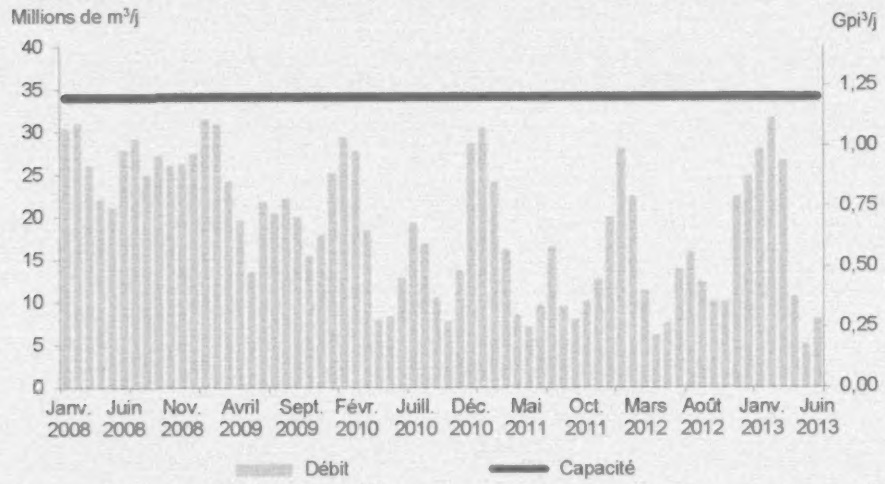
Débit et capacité du réseau principal de TransCanada à Niagara



En novembre 2012, de nouvelles installations ont permis d'inverser le débit, de sorte que Niagara est maintenant un point d'importation. À l'époque, le débit était en moyenne de 0,2 Mm^3/j (moins de 7 Mpi^3/j) et le taux d'utilisation, de moins de 1 %. Durant les six premiers mois de 2013, le débit à ce nouveau point d'importation s'est établi, en moyenne, à 12 Mm^3/j (0,4 Gpi^3/j), ce qui correspond à sa capacité. Le gazoduc Tennessee Gas Pipeline achemine maintenant le gaz de schiste de la formation Marcellus vers le réseau principal de TransCanada en vue d'approvisionner les marchés de l'Ontario et du Québec. Il peut y avoir réexportation de ce gaz à des points situés plus à l'est sur le réseau principal de TransCanada.

FIGURE A2.15

Débit et capacité du réseau principal de TransCanada à Iroquois



La figure A2.15 indique, en moyenne mensuelle, le débit du réseau principal de TransCanada au point d'exportation qui se trouve près d'Iroquois, en Ontario. C'est à cet endroit que le réseau principal se raccorde au réseau Iroquois Gas Transmission System, qui approvisionne les États du Nord-Est des États Unis en gaz naturel du BSOC. À ce point d'exportation, le débit moyen a été de 18 Mm^3/j (0,67 Gpi^3/j) durant les six premiers mois de 2013, soit un taux d'utilisation de 53 % comparativement à 43 % pour la même période en 2012. Le débit a augmenté pendant cette période en raison des températures inférieures à la moyenne dans les États du Nord-Est, ce qui a exercé des pressions à la hausse sur les prix pendant la saison de forte demande pour le chauffage domestique. La hausse du prix du gaz a amené plus de gaz des carrefours Dawn et NIT à Iroquois. Des jours durant, le prix du gaz naturel sur les marchés régionaux des États du Nord-Est et du Canada s'est négocié à plus de 30 $/MBTU, c'est-à-dire dix fois environ le prix de 2013 en saison intermédiaire.

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM)

Le réseau de TQM s'étend d'un raccordement au réseau principal de TransCanada situé près de Saint-Lazare, au Québec, jusqu'à un point qui se trouve dans la municipalité de Lévis, sur la rive sud du Saint-Laurent, près de Québec. Il relie également Terrebonne, au nord de Montréal, à la frontière canado-américaine près d'East Hereford, au Québec. Il se raccorde à la frontière internationale avec le réseau Portland Natural Gas Transmission, qui alimente en gaz le marché des États du Nord-Est, principalement le Vermont, le New Hampshire, le Maine et le Massachusetts.

La figure A2.16 indique le débit de ce gazoduc en moyenne mensuelle. Celui-ci s'est établi à 13,4 Mm^3/j (470 Mpi^3/j) en 2012, une hausse de 16 % par rapport à 2011. Le taux moyen d'utilisation de la capacité a été de 57 % en 2012. Durant les six premiers mois de 2013, le débit a été, en moyenne, de 16,0 Mm^3/j (564 Mpi^3/j) et le taux d'utilisation, de 68 %. Il a augmenté pendant cette période à cause d'une hausse de la demande des marchés du Nord-Est des États-Unis durant une période de températures inférieures à la moyenne.

Comme l'indique la figure A2.17, le débit moyen à East Hereford a été de 3,6 Mm^3/j (127 Mpi^3/j) en 2012, soit plus du double de la moyenne de 2011 qui s'établissait à 1,7 Mm^3/j, ou 60 millions de pieds cubes par jour (Mpi^3/j). Le taux moyen d'utilisation de la capacité a été de 30 % en 2011, de 64 % en 2012 et de 100 % au premier semestre de 2013. Tout au long de ce premier semestre, le débit a atteint, en moyenne, 5,65 Mm^3/j (200 Mpi^3/j). Cette hausse s'explique par une augmentation de la demande régionale dans les États du Nord-Est et les Maritimes, particulièrement pendant la saison hivernale.

FIGURE A2.16

Débit et capacité du gazoduc de TQM

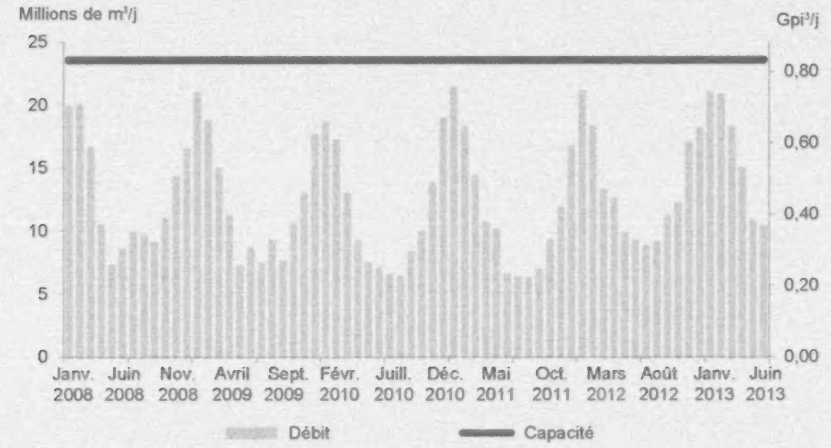
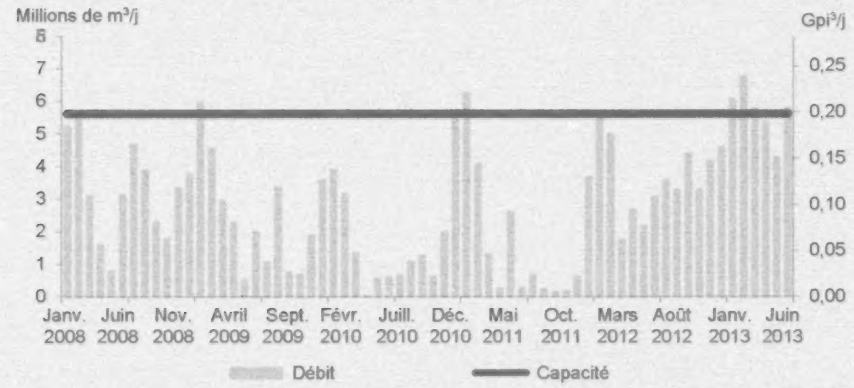


FIGURE A2.17

Débit et capacité du gazoduc de TQM à East Hereford



Maritimes & Northeast Pipeline LP (M&NP)

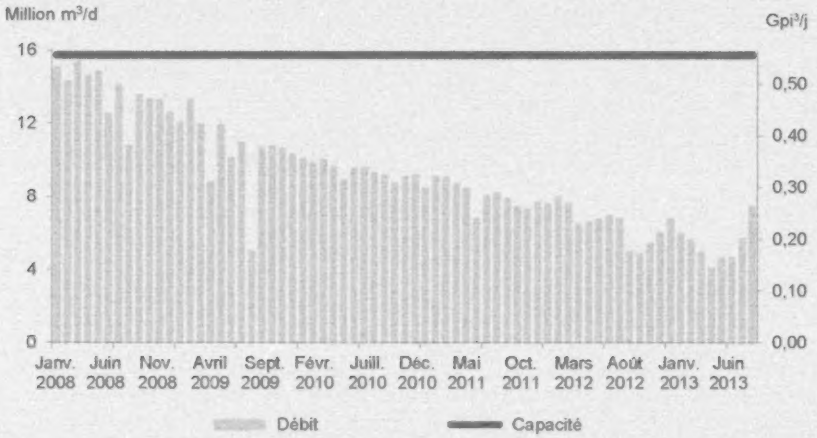
Le réseau de M&NP, entré en service en 1999, achemine le gaz naturel produit au large de la Nouvelle-Écosse par le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et le projet Deep Panuke, ainsi que le gaz du champ McCully, au Nouveau-Brunswick. Il part de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, et par le Nouveau-Brunswick gagne la frontière canado-américaine près de St. Stephen, dans cette dernière province. Aux États-Unis, il traverse le Maine et le New Hampshire et entre au Massachusetts. Il se raccorde aux réseaux de transport gazier Portland, Tennessee et Algonquin.

La figure A2.18 indique, en moyenne mensuelle, le débit du gazoduc de M&NP. La moyenne a été de 5,5 Mm^3/j (188 Mpi^3/j) durant les neuf premiers mois de 2013, en baisse de 19 % par rapport à la même période en 2012. Le taux moyen d'utilisation de la capacité a été de 51 % en 2011, de 41 % en 2012 et de 35 % au cours des neuf premiers mois de 2013.

Dans l'ensemble, le débit sur ce réseau est lié au recul de la production de l'île de Sable. Deux des cinq gisements de ce projet ont cessé de produire, réduisant l'approvisionnement de ce gazoduc. Le projet Venture n'est pas en exploitation depuis octobre 2012 et il en a été ainsi du projet South Venture d'octobre 2012 à juin 2013. Depuis novembre 2012, le débit augmente légèrement sur le gazoduc de M&NP

FIGURE A2.18

Débit et capacité du gazoduc de M&NP

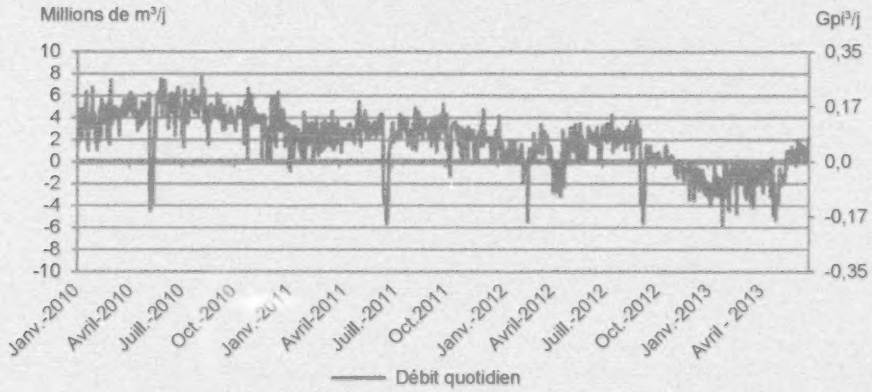


grâce à un apport supplémentaire constitué de l'importation de gaz en provenance des États-Unis. Ce gazoduc peut acheminer le gaz dans les deux sens au besoin et donc apporter du gaz au Canada. Les apports supplémentaires peuvent provenir du terminal Canaport, au Nouveau-Brunswick, ou du point de raccordement avec le réseau Portland Natural Gas Transmission. Le débit a augmenté davantage en août 2013 lorsque le second projet (Deep Panuke) au large de la Nouvelle-Écosse est entré en service.

La figure A2.19 indique le débit quotidien du gazoduc de M&NP au point d'exportation de St. Stephen. Depuis toujours, les Maritimes sont une région exportatrice nette de gaz naturel vers les États-Unis. Ces dernières années, toutefois, en raison de la baisse de la production intérieure et d'une hausse de la demande intérieure, elles ont commencé à être une région importatrice nette de gaz à certaines périodes de l'année. À ce moment-là, le débit s'inverse dans le gazoduc, et le gaz est acheminé en direction nord vers les Maritimes. Cela se produit principalement en période de pointe l'hiver ou quand la production cesse à l'île de Sable (travaux d'entretien). Le gaz naturel transporté par le gazoduc provient alors d'autres sources (réseaux en raccordement ou GNL regazéifié en provenance du terminal Canaport).

FIGURE A2.19

Débit quotidien du gazoduc de M&NP à St. Stephen

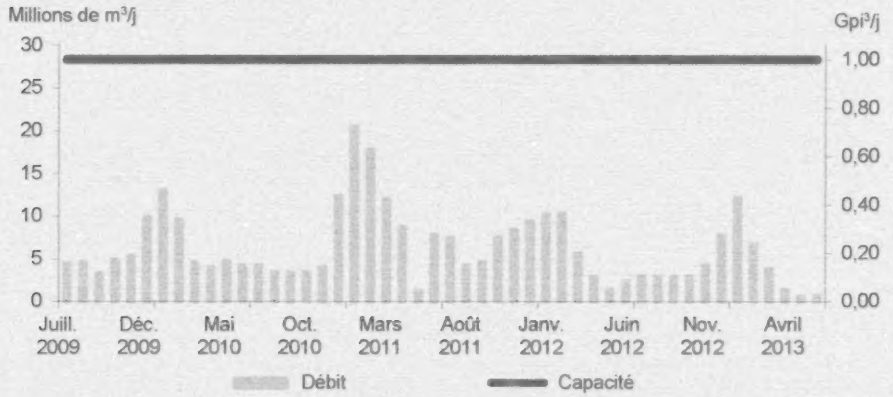


Emera Brunswick Pipeline Company Inc. (Emera Brunswick)

Le gazoduc d'Emera Brunswick est long de 145 km et transporte du gaz naturel regazéifié depuis le terminal Canaport d'importation de GNL près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, jusqu'à la frontière canado-américaine près de St. Stephen, dans cette même province. À la frontière entre le Canada et les États-Unis, il se raccorde au pipeline de M&NP. Le gazoduc d'Emera Brunswick a été mis en service en juillet 2009.

FIGURE A2.20

Débit et capacité du pipeline d'Emera Brunswick



La figure A2.20 indique, en moyenne mensuelle, le débit de ce gazoduc. Durant les six premiers mois de 2013, le débit moyen s'est établi à 4,1 Mm^3/j (146 Mpi^3/j), une baisse par rapport aux 4,5 Mm^3/j (159 Mpi^3/j) en 2012 et aux 8,7 Mm^3/j (307 Mpi^3/j) en 2011. Le taux moyen d'utilisation de la capacité a été de 31 % en 2011, de 16 % en 2012 et de 15 % pendant les six premiers mois de 2013.

Sur ce gazoduc, le débit augmente considérablement l'hiver en période de pointe. À titre d'exemple, en janvier 2013, le temps glacial a fait grimper certains jours les prix du gaz naturel à 30 $/MBTU dans les États du Nord-Est des États-Unis. Ces jours-là, les expéditions à partir du terminal ont atteint 26,3 Mm^3/j (928 Mpi^3/j) pour un taux d'utilisation de 93 % de la capacité du gazoduc d'Emera Brunswick.

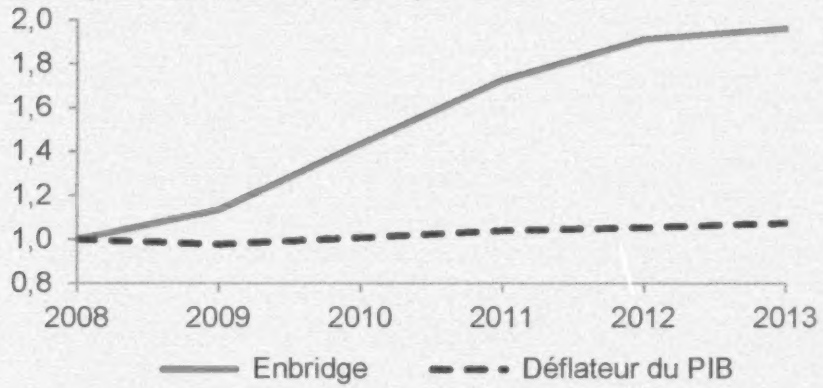
Les livraisons au terminal Canaport sont en concurrence pour l'approvisionnement gazier sur le marché mondial de GNL. Comme les cours mondiaux de ce produit sont nettement supérieurs aux prix du gaz naturel au Canada, les livraisons de GNL au terminal Canaport sont souvent limitées à un ou deux chargements par mois. À ce terminal, le GNL est stocké dans des citernes jusqu'à ce que les prix augmentent en hiver quand la demande est forte. Cela explique aussi pourquoi les livraisons du gazoduc d'Emera Brunswick sont soumises à l'influence des stocks de GNL au terminal et des contraintes opérationnelles.

DROITS REPÈRES

Les chiffres présentés dans cette annexe révèlent les droits repères des divers pipelines par rapport au déflateur du PIB (tireté noir) après normalisation en fonction de l'année 2008. Il est difficile de comparer les droits entre les divers pipelines du fait que les distances parcourues ne sont pas les mêmes et en raison d'autres facteurs. Une certaine normalisation est donc nécessaire. Dans la présente annexe, les droits ont été normalisés en fonction de l'année 2008.

FIGURE A3.1

Droit repère de la canalisation principale d'Enbridge



La figure A3.1 indique que le droit repère d'Enbridge[12] (entre Edmonton et la frontière canado-américaine près de Chippawa) a beaucoup augmenté de 2008 à 2013. Il a gagné 13 % en 2009, en raison principalement des coûts afférents à Southern Access, à la capacité de remplacement de Southern Lights et au prolongement de la canalisation 4. Il a enregistré une hausse de 26 % en 2010 et d'environ 20 % en 2011, résultat surtout des coûts du pipeline Alberta Clipper d'Enbridge.

La figure A3.2 indique que le droit repère de Trans Mountain (entre Edmonton et Burnaby) a augmenté de 15 % en 2009, conséquence des coûts du programme d'agrandissement (projet de doublement d'ancrage, par exemple). Il a baissé de 11 % en 2010 par suite surtout des remboursements liés aux coûts d'alimentation en électricité et aux acquisitions d'immobilisations à titre exceptionnel. Il a augmenté de 34 % en 2011, avant tout en raison de rajustements de crédit en 2010 et d'un sous-recouvrement des produits financiers au début de 2011. Le droit net sur le réseau de Trans Mountain varie également avec le remboursement des primes au quai Westridge, lequel a augmenté avec le montant des primes versées. En 2013, l'Office a accepté la demande de Trans Mountain qui désirait varier l'utilisation des soumissions de prime au quai Westridge. Avec ce changement, il y a eu remboursement des primes de 2010 aux expéditeurs

12 Enbridge n'a pas publié ses droits depuis 2012; on dégage une valeur comparable en ajoutant le droit entre Edmonton et la frontière internationale près de Gretna, au Manitoba, et entre Sarnia et Chippawa, en Ontario, près de la frontière internationale. Ce droit ne tient pas compte des frais de stockage ni des frais exigibles au terminal.

FIGURE A3.2

Droit repère de Trans Mountain

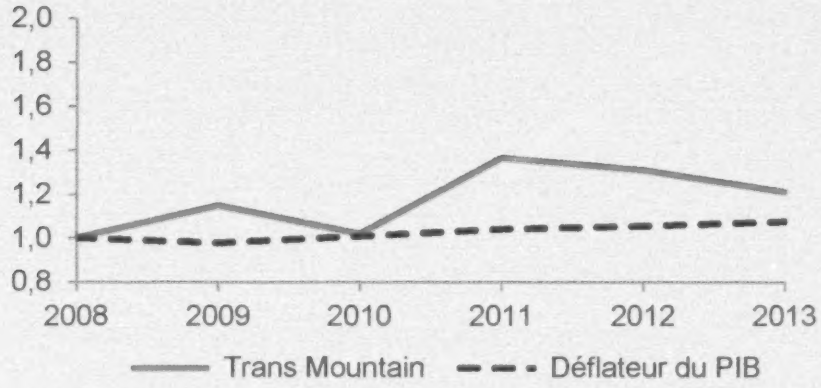
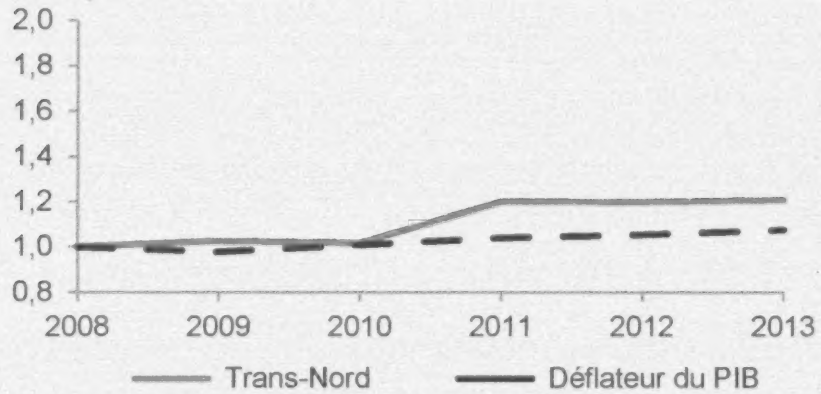


FIGURE A3.3

Droit repère de PTNI



entre mai 2011 et mars 2012. Cela a quelque peu fait plafonner les droits, et le droit repère a diminué de 4 % en 2012. Il a encore baissé de 8 % en 2013 par suite d'un règlement de trois ans (2013-2015) sur les droits incitatifs.

La figure A3.3 indique que le droit repère de PTNI (entre Nanticoke et Toronto Nord) a été stable de 2008 à 2010. Il a augmenté de 18 % en 2011 principalement à cause d'une provision pour intégrité de 6,5 millions de dollars et de dépenses de 4,5 millions de dollars en couverture de coûts de nettoyage à la suite de quatre événements imprévus en 2010 (rivière des Prairies, Bronte Creek, canalisation d'alimentation de Montréal et vanne de sectionnement 34 à la rivière Raisin).

La figure A3.4 indique que le droit repère d'Express[13] a suivi en gros le déflateur du PIB.

La figure A3.5 montre que le droit repère du réseau principal de TransCanada a beaucoup augmenté de 2008 à 2013, plus particulièrement de 2009 à 2011. En 2009, il avait diminué de 9 % principalement à cause de la contrepassation de soldes de compte de report de l'année précédente et de produits divers plus élevés que prévu (au titre des services interruptibles, par exemple), facteurs qui ont largement compensé les prévisions de baisse de la demande contractuelle pour le service garanti.

13 Le droit repère d'Express est le droit sur 15 ans qui a cessé de s'appliquer le 1er avril 2012. Il est perçu en dollars américains et n'a pas été converti en dollars canadiens.

FIGURE A3.4

Droit repère d'Express

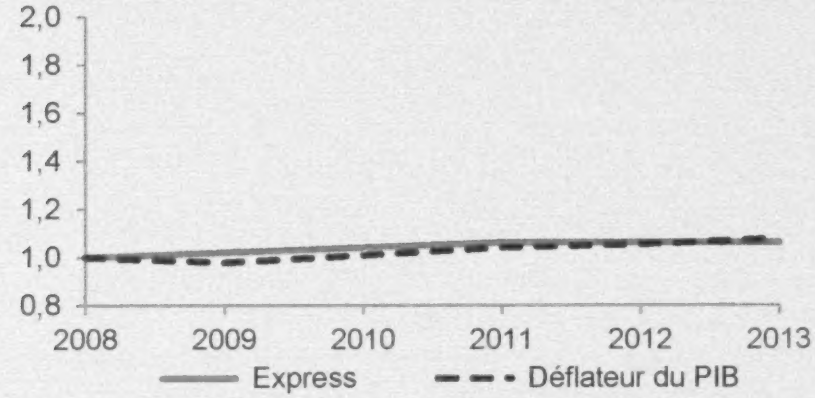


FIGURE A3.5

Droit repère du réseau principal de TransCanada

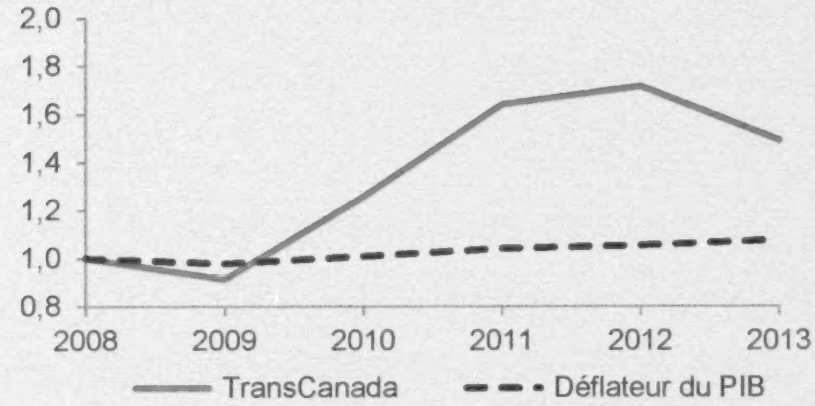
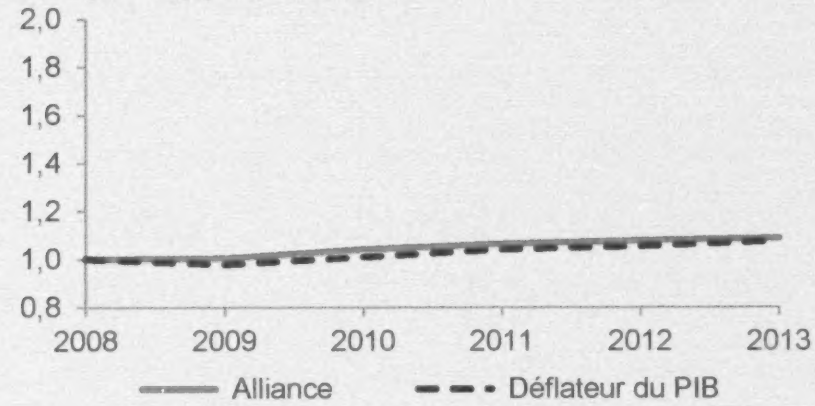


FIGURE A3.6

Droit repère du pipeline d'Alliance

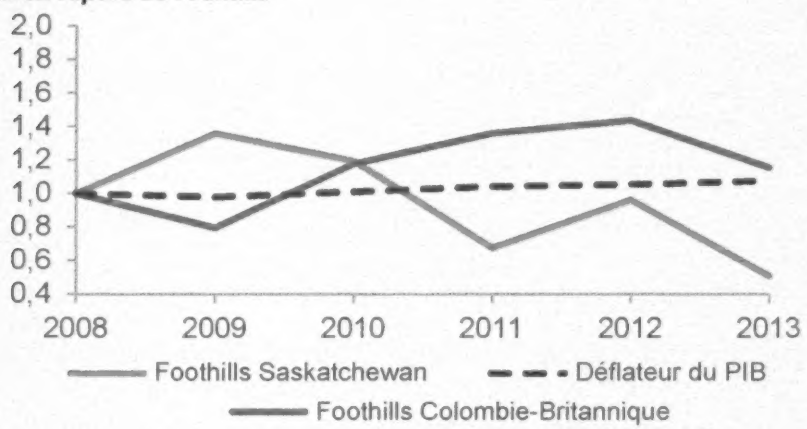


En 2010, ce droit a enregistré une hausse de 38 % en raison de prévisions de réduction des produits divers et de la demande contractuelle pour le service garanti, ainsi que de l'imputation à l'exercice de soldes de compte de report de 2009. Il a ensuite augmenté de 31 % en 2011, résultat d'une diminution de cette même demande contractuelle et des produits divers. Le droit provisoire établi à 2,24 $ pour 2012 a été rendu définitif pour cette année-là, alors que TransCanada poursuivait avec l'instance RH 003 2011. Il est demeuré en vigueur au premier semestre de 2013 avant de baisser à 1,65 $. En valeur annuelle, il a été inférieur de 13 % en 2013 [14]

La figure A3.6 indique que le droit repère d'Alliance[15] a été presque stationnaire de 2008 à 2009 avant d'augmenter de 4 % en 2010 principalement à cause de charges supérieures de dépréciation et d'amortissement financier et d'un alourdissement des charges d'exploitation et d'entretien. En 2011 et 2012, il a légèrement progressé, de 2 % et 1 % respectivement. En février 2013, l'Office a rendu une décision établissant que le droit définitif de 2013 ne devait pas comprendre un montant de 5 millions de dollars en crédits sur frais de demande liés au projet d'Alliance de déplacement de conduites aux routes 43-42. Le droit a enregistré une hausse de 1 % en 2013.

FIGURE A3.7

Droit repère de Foothills



La figure A3.7 indique que le droit repère de Foothills en Colombie-Britannique (zone 8)[16] a reculé en 2008 et 2009, les expéditeurs profitant d'un règlement par suite de la faillite d'un ancien expéditeur. En 2010, il a augmenté, cet avantage ayant disparu. L'année suivante, il a progressé, résultat d'une baisse de 14 % des volumes transportés en vertu de contrats de service garanti. La convention de règlement de Foothills pour la période 2003-2015 prévoyait un plan incitatif où la société aurait réalisé, au milieu de 2011, sa part maximale de 48,5 millions de dollars en économies générales et administratives, ce qui mettait fin à ce plan. En 2012, le droit repère a augmenté d'environ 6 % en raison d'une baisse de la demande au titre de contrats de service garanti, qui a été neutralisée, en partie, par une hausse des produits pour les autres services. En 2013, le droit a diminué de 20 %, résultat d'une réduction des dépenses d'exploitation et d'entretien, de rajustements touchant l'année précédente (trop-perçu) et de produits plus élevés au titre des services de transport à court terme et interruptibles.

14 La décision rendue dans l'instance RH-003-2011 a aboli les zones tarifaires. Ainsi, le droit repère appliqué au second semestre de 2013 est un droit de 1,65 $/GJ pour la zone de livraison de l'est entre Empress et Union, ce parcours étant ce qui approche le plus le droit repère (zone de l'est) en fonction du centre de charge (distance d'Empress). L'établissement d'une moyenne de 2,24 $ et de 1,65 $ donne un droit annuel de 1,945 $ pour 2013.

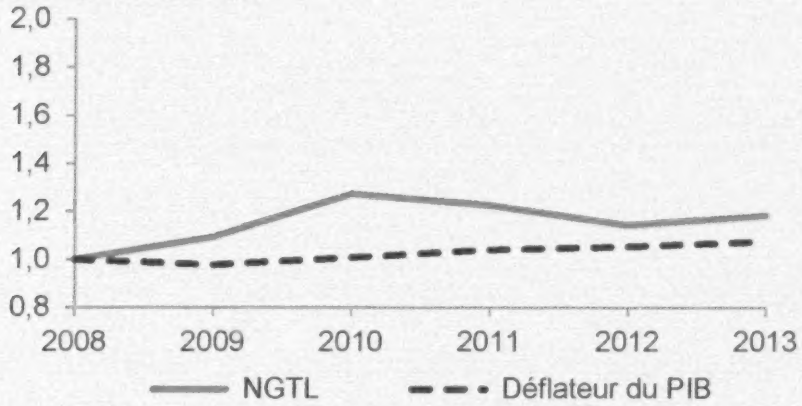
15 Droit de service de transport garanti.

16 Droit de service de transport garanti SG-1.

Comme l'indique la figure A3.7, le droit repère de Foothills en Saskatchewan (zone 9)[17] a fluctué entre 2008 et 2013, alors qu'il était inférieur de près de moitié à sa valeur de 2008. Il a augmenté de 36 % en 2009 à la suite d'une baisse de la demande en vertu de contrats pour service garanti (mesurée selon la distance et le volume). Cette augmentation a été partiellement annulée par une utilisation accrue du réseau pour les services de transport à court terme et interruptibles, ainsi que par l'imputation à l'exercice de soldes de comptes de report de 2008. En 2010, le droit a diminué bien qu'on se soit attendu à une nouvelle baisse de la demande en vertu de contrats pour service garanti, d'autres facteurs ayant plus que compensé (diminution des coûts d'exploitation et d'entretien, augmentation des produits au titre des autres services, imputation moindre à l'exercice de soldes de comptes de report, etc.). En 2011, il a encore baissé, conséquence d'une hausse des volumes des services de transport garantis à court terme et interruptibles et d'une baisse des dépenses d'exploitation et d'entretien. En revanche, le droit repère était en hausse de 42 % en 2012 par suite d'une baisse importante de la demande provenant des contrats pour service garanti. En 2013, enfin, il a régressé de 47 % principalement à cause de rajustements pour l'année précédente et d'une légère diminution des charges fiscales et des dépenses d'exploitation et d'entretien.

FIGURE A3.8

Droit repère de NGTL



L'Office a pris en charge la surveillance réglementaire de NGTL en 2009. La figure A3.8 indique que le droit repère de cette société[18] a augmenté de 9 % en 2009 et de 16 % en 2010, en raison principalement d'une baisse du débit et de la demande contractuelle. En 2011, la tendance à la baisse du débit enregistrée de 2006 à 2010 a pris fin. Le droit a baissé de 4 % en 2011, résultat de produits plus élevés provenant du transport et de dépenses inférieures aux prévisions. Le droit repère a régressé de 7 % en 2012 et progressé de 4 % en 2013[19].

La figure A3.9 indique que le droit repère de Westcoast[20] a diminué en 2008 et 2009, mais a augmenté de 9 % en 2010, en raison principalement d'une hausse des dépenses d'exploitation et d'entretien et d'un moindre apport des soldes de comptes de report des exercices antérieurs. Le droit a progressé de 9 % en 2011, résultat surtout d'une augmentation des besoins en produits de Westcoast découlant du règlement pour 2011-2013. Le droit a baissé de 7 % en 2012, essentiellement pour les raisons suivantes : diminution prévue de la base tarifaire en 2012, augmentation des unités de répartition définitives la même année et soldes finals plus élevés que prévu aux comptes de report des produits. Il a progressé de 5 % en 2013 par

17 Tarif de demande de service de transport garanti dans la zone 9.

18 Droit de réception en service garanti, plus droit de livraison aux installations des sociétés pipelinières du groupe 1.

19 Les droits provisoires de 2013 sont fonction de besoins en produits initialement prévus en 2012 d'un montant de 1 401 millions de dollars avant rajustement pour tenir compte du report d'une somme de 90 millions de dollars imputée en 2012 qui a eu comme effet d'augmenter les besoins en produits de 2013 d'un montant équivalent.

20 Service de transport garanti pour le pipeline sud, contrat de deux ans dans la zone de livraison à Huntingdon.

suite d'une réévaluation par Westcoast des droits définitifs en recouvrement d'un manque à gagner d'environ 10 millions de dollars pour les produits des services de transport interruptibles dans la zone 4 et de la prise en compte dans les besoins en produits de dépenses de relèvement de catégorie pipelinière pour certaines parties de la canalisation principale dans les zones 3 et 4.

La figure A3.10 révèle que le droit repère de M&NP[21] a diminué de 4 % en 2009, ce que l'on doit avant tout à l'utilisation des soldes de comptes de report de l'année précédente, annulée en partie par une légère baisse des volumes prévus. Le droit a ensuite augmenté de 4 % en 2010, résultat principalement d'une nouvelle diminution des volumes prévus qui a été annulée partiellement par une baisse des besoins en produits négociés. Le droit a augmenté de 5 % en 2011, par suite principalement d'une nouvelle contraction des facteurs de demande prévue cette année-là. Il a diminué de 5 % en 2012 en raison d'une baisse des besoins en produits découlant d'un changement de base du capital en janvier 2012 et de l'utilisation des soldes de comptes de report de 2010 et 2011. Le droit est demeuré inchangé en 2013.

FIGURE A3.9

Droit repère de Westcoast

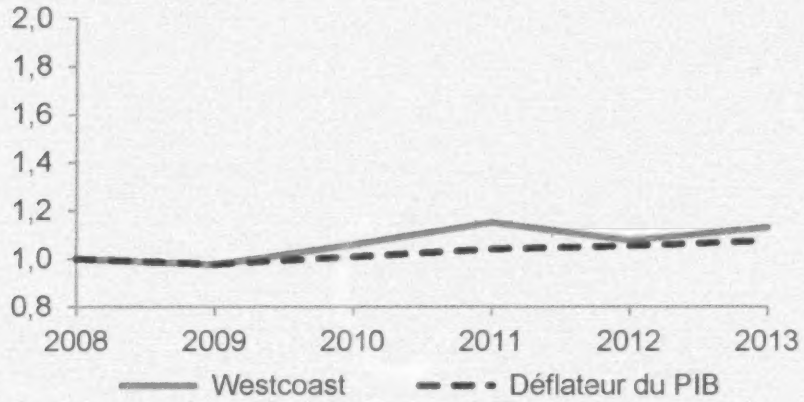
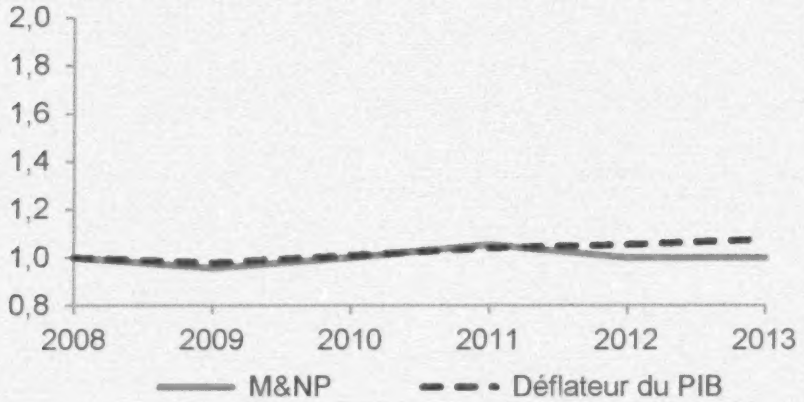


FIGURE A3.10

Droit repère de M&NP

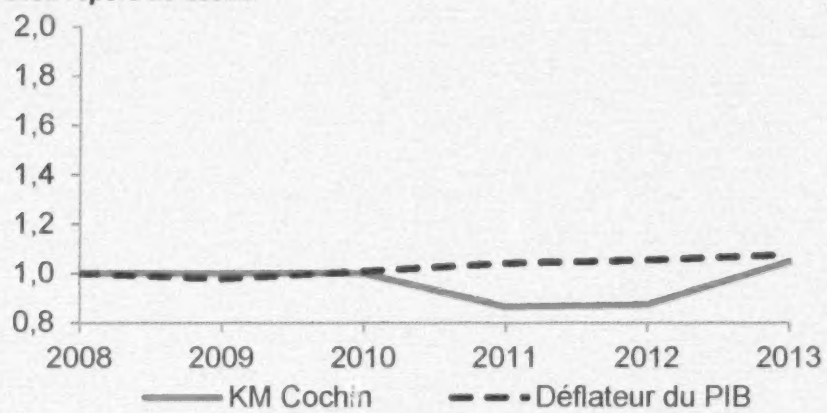


21 Droit MN365.

Le pipeline Cochin est le seul pipeline de LGN du groupe 1 que réglemente l'Office. La figure A3.11 indique que le droit repère a diminué d'environ 12 % en 2008 et a été stationnaire les deux années suivantes. Il a encore baissé de 14 % en 2011 en raison d'une hausse des produits au titre des livraisons et des droits selon le régime ordinaire et le régime incitatif à Windsor. Le droit a connu une faible augmentation de 1 % en 2012. Il a enfin enregistré une hausse de 20 % en 2013, conséquence d'une diminution des volumes de propane dans le réseau.

FIGURE A3.11

Droit repère de Cochin

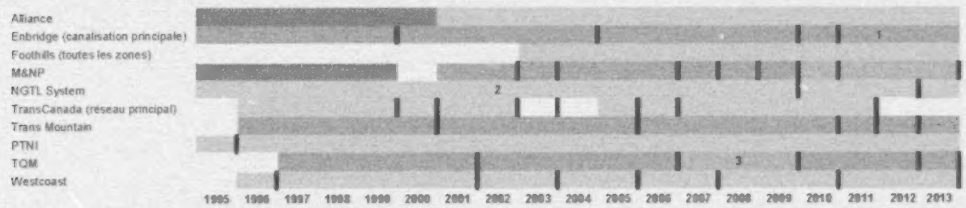


RÈGLEMENTS, INSTANCES SUR LES DROITS ET PLAINTES

Règlements

FIGURE A4.1

Période d'application des règlements négociés



Notes:

1 Entente de tarification concurrentielle d'Enbridge en vigueur depuis le 1er juillet 2011.

2 L'Office a commencé à exercer sa compétence au cours de 2009.

3 Règlement partiel approuvé pour 2007-2009; décision rendue en mars 2009 sur une demande relative au coût du capital.

Les pipelines d'Alliance et de M&NP n'étaient pas en exploitation ces années-là.

(Les barres grises horizontales désignent les années d'assujettissement à un règlement et les traits verticaux noirs, la durée des divers règlements.)

En 2002, l'Office a diffusé une version à jour des Lignes directrices relatives aux règlements négociés qui donnait de la souplesse dans le traitement des règlements contestés.

La figure A4.1 indique les périodes d'application des règlements négociés pour les grands réseaux pipeliniers réglementés par l'Office selon la description qui suit.

- En mars 2010, Enbridge a demandé un règlement sur les droits d'un an (2010) pour les services de transport sur sa canalisation principale au Canada (bien que le traitement des coûts liés à son projet de pipeline Alberta Clipper soit resté sans solution). A suivi un autre règlement d'un an pour 2011. Celui-ci a été écourté à cause d'une demande d'Enbridge déposée en mai 2011 visant une nouvelle entente de tarification concurrentielle de dix ans (de juin 2011 à juillet 2021) pour les services de transport sur sa canalisation principale au Canada. Cette nouvelle entente a aussi permis de régler les questions concernant les droits pour 2010 sur la canalisation principale, auxquelles avait été consacrée une audience à la suite d'une plainte de Suncor Energy Marketing Inc. et d'Impériale. La nouvelle entente a pris effet le 1er juillet 2011.
- La convention de règlement d'une durée de cinq ans (2007-2011) de TransCanada est arrivée à terme à la fin de 2011. La société et ses expéditeurs ont participé à l'instance RH-003-2011 relative à l'établissement des droits de 2012 à 2017. TransCanada a déposé auprès de l'Office une contestation du règlement sur les droits à la fin de 2013.
- Trans Mountain a été exploitée dans le cadre d'ententes tarifaires d'un an en 2011 et 2012. À l'heure actuelle, elle est assujettie à une entente comportant des droits incitatifs d'une durée de trois ans (2013-2015).

- M&NP a été exploitée en 2010 en vertu d'une entente partielle; depuis, elle fonctionne dans le cadre d'une entente tarifaire de trois ans allant de 2011 à 2013.
- TQM a été assujettie à une entente tarifaire de trois ans, de 2010 à 2012. En février 2013, l'Office a approuvé une entente d'un an pour 2013.
- Westcoast a été exploitée dans le cadre d'une entente tarifaire de trois ans, de 2011 à 2013, couvrant les services de sa canalisation principale.
- Ayant commencé à relever de la compétence de l'Office au cours de 2009, NGTL a demandé des droits dans le cadre d'une entente de deux ans établissant ses besoins en produits pour 2008 et 2009, laquelle avait été approuvée par l'Alberta Utilities Commission. Elle a été assujettie à une entente de trois ans établie d'après ses besoins en produits pour la période 2010-2012. En août 2013, l'Office a approuvé une entente semblable pour 2013-2014.

Instances sur les droits

Voici les instances sur les droits qui ont été soumises à un examen de l'Office depuis 2008. Il sera question à la section suivante des plaintes qui sont souvent rattachées à ces droits.

NGTL – Demande relative à une méthode de conception des droits et à une intégration commerciale avec ATCO Pipelines

En novembre 2009, NGTL a demandé à l'Office d'approuver des modifications à la conception des droits et une intégration commerciale avec ATCO Pipelines. Sa demande était fondée sur deux ententes : règlement sur la conception des droits et l'examen des services de transport avec le comité sur les droits, le tarif, les installations et les procédures de NGTL; entente sur l'intégration du réseau de l'Alberta entre NGTL et ATCO Pipelines. NGTL a commencé à appliquer la méthode révisée de conception des droits le 1er novembre 2010. Quant à l'intégration avec ATCO Pipelines, il est prévu qu'elle se fasse progressivement sur trois ans.

Canalisation 9 d'Enbridge – Droits et tarifs (RH-3-2008)

En 2008, Enbridge a demandé l'autorisation de nouveaux droits et tarifs pour le service de transport sur la canalisation 9. L'Office a refusé cette demande au motif que l'entente de service de transport négociée par Enbridge et Impériale sans la pleine participation de NOVA Chemicals aurait été hautement avantageuse pour Impériale tout en étant indûment discriminatoire pour NOVA Chemicals.

Canalisation 9 d'Enbridge – Droits et tarifs (RH-1-2010) – Demande retirée

En décembre 2009, Enbridge a demandé que soient autorisés les droits et tarifs définitifs de 2008, 2009 et 2010 pour la canalisation 9. Entre autres, la société a proposé de changer sa façon de calculer l'amortissement, d'accroître la composante du capital-actions de la structure présumée de son capital et d'augmenter le RCA. En octobre 2010, Enbridge a retiré sa demande, étant parvenue à une entente avec Impériale et NOVA Chemicals.

M&NP – Droits définitifs de 2010 (RH-4-2010)

En juillet 2010, M&NP a demandé que soient autorisés les droits définitifs de 2010, ce qui comprenait un montant compensatoire de 30 millions de dollars pour les fonds détenus en 2010 dans le compte de garantie bloqué. L'Office s'est demandé s'il y avait lieu de verser un montant compensatoire au demandeur dans ce cas à même les besoins en produits. Après examen des circonstances, l'Office a déterminé qu'un montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué n'était pas justifié, et il a rejeté la demande.

Trans Mountain– Demande de service garanti (RH-2-2011)

Trans Mountain a demandé à l'Office d'autoriser un service de transport garanti sur son réseau pipelinier pour une partie de la capacité au quai Westridge. Elle a aussi demandé que soient autorisées la perception et l'utilisation des frais de service de transport garanti comme contribution des clients ainsi que la publication de rapports sur la collecte et l'investissement des frais de service de transport garanti. Elle voulait en outre faire approuver par l'Office certaines modifications tarifaires pour la mise en œuvre du service de transport garanti sur son réseau. L'Office a conclu que la proposition de Trans Mountain concernant les droits de service de transport garanti était conforme à la Loi. Il a rejeté en revanche les dispositions relatives au droit en cas d'agrandissement et au droit de majoration incluses dans l'entente de service de transport, ainsi qu'une partie des modifications tarifaires sollicitées.

TransCanada – Restructuration d'entreprise et des services de transport ainsi que droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013 (RH-003-2011)

C'est l'instance sur les droits la plus longue des dernières années. En septembre 2011, TransCanada a demandé à l'Office d'envisager une restructuration des services de transport et des droits pipeliniers sur l'ensemble de son réseau, c'est-à-dire son réseau principal, le réseau de NGTL et le réseau Foothills. Elle lui a aussi demandé d'autoriser des droits définitifs sur le réseau principal en 2012 et 2013. Dans sa décision rendue en mars 2013, l'Office a établi à 1,42 $/GJ le droit pour le service de transport garanti entre Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, en Ontario. Il s'attendait à ce que ce droit autorisé par lui demeure en vigueur jusqu'en 2017. Il a accordé à TransCanada une grande latitude en matière d'établissement des prix pour les services discrétionnaires comme les services de transport interruptibles et garantis à court terme. Il a approuvé un RCA de 11,5 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 %, ainsi qu'une mesure incitative qui augmentera davantage le bénéfice du réseau principal si les produits nets annuels surpassent les prévisions. Enfin, il a adopté un processus de réglementation simplifié pour le réseau principal permettant d'examiner rapidement les propositions de nouveaux services et de tarification. En mai 2013, TransCanada demandait la révision et la modification de la décision dans l'instance RH-003-2011, ce qui a été rejeté par la suite par l'Office.

Trans Mountain– Approbation d'une méthode de conception des droits devant être utilisée sur le futur réseau pipelinier agrandi de Trans Mountain (RH-001-2012)

Trans Mountain a demandé que soit approuvée l'instauration d'un service de transport et la méthode de conception des droits de transport sur un futur réseau agrandi de la société qui serait éventuellement soumis à l'examen de l'Office. Ce dernier a approuvé la méthode proposée pour la conception des droits, concluant qu'elle donnerait des droits justes, raisonnables et exempts de toute distinction injuste.

Chevron Canada Limited (Chevron) – Demande de désignation de destination prioritaire (MH-002-2012)

En juin 2012, Chevron a sollicité de l'Office une ordonnance pour faire désigner sa raffinerie de Burnaby, en Colombie-Britannique, comme destination prioritaire conformément à son tarif sur les produits pétroliers. L'Office a conclu qu'une telle désignation représentait un recours à n'accorder que dans des circonstances exceptionnelles et qu'elle n'était pas justifiée dans le cas bien précis de la raffinerie de Chevron à Burnaby. Il a aussi fait observer que les procédures de commande d'expédition et de répartition de la capacité en place à ce moment-là à Trans Mountain contribuaient probablement au niveau de répartition de la capacité sur le pipeline. Il a demandé à cette dernière de soumettre à son approbation de nouvelles procédures ou, sinon, de lui fournir des explications sur la pertinence des procédures existantes.

Financement de la cessation d'exploitation (MH-001-2012)

L'Office continue de progresser dans son plan quinquennal sur le financement des coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Dans le cadre de son Initiative de consultation relative aux questions foncières, il a abordé les questions tant matérielles que financières que posent les futures mesures de cessation d'exploitation. En mai 2011, toutes les sociétés pipelinières du groupe 1 (qui ont généralement les réseaux les plus longs et les plus complexes) ont déposé des tableaux sommaires de localisation des pipelines par diamètre de canalisation et type de sol.

Tout au long de 2012, l'Office a examiné les estimations provisoires présentées par les sociétés sur les coûts de cessation d'exploitation de leur réseau. En février 2013, il a rendu la décision MH 001-2012 fournissant un certain nombre d'orientations pour la révision des estimations. Les prévisions révisées sont présentées au tableau A4.1.

TABLEAU A4.1

Coûts estimatifs de cessation d'exploitation de réseaux pipeliniers

Company	Estimation en millions de dollars [22]
Alliance	255
Enbridge	994
Enbridge (Norman Wells)	30
Foothills	171
Keystone	201
Cochin	24
M&NP[23]	151
NGTL	1 440
Réseau principal de TransCanada	2 147
TQM	94
Trans Mountain	340
PTNI	77
Westcoast	363
Division du transport de Westcoast	320
Total, sociétés pipelinières du groupe 1	6 605
Total, sociétés pipelinières du groupe 2 (approximation)	570
Total, sociétés pipelinières réglementées par l'Office	7 205

Plaintes

Outre la plainte relative aux coûts d'Alberta Clipper touchant les droits en 2010 de la canalisation principale d'Enbridge au Canada, l'Office a traité neuf plaintes officielles d'expéditeurs, de 2009 jusqu'au milieu de 2013.

Kinder Morgan Canada Company (Kinder Morgan)

En mars 2009, Kinder Morgan a déposé une demande relative au pipeline Windsor-Sarnia appartenant à Dome NGL Pipeline Ltd. (Dome) et retiré du service par une ordonnance antérieure de l'Office. La société demandait que l'Office exige de Dome, entre autres qu'elle remette en service ce pipeline et fournisse des installations suffisantes et convenables pour qu'il reçoive des LGN.

L'Office a tenu une audience orale en janvier 2010. Nova Chemicals, qui a pris une part active à cette instance, a exprimé son intérêt pour un service de transfert direct en provenance du pipeline Cochin de Kinder Morgan ou d'autres canalisations en raccordement. Dans sa décision MH-1-2009, l'Office a demandé à Dome de recevoir, transporter et livrer les LGN offerts par NOVA Chemicals en vue de leur transport dans le pipeline Windsor-Sarnia conformément à l'obligation de Dome à titre de transporteur public. Il lui a aussi demandé de raccorder à nouveau le pipeline Cochin au pipeline Windsor-Sarnia à sa remise en service. Il a clarifié l'obligation de Dome à titre de transporteur public en jugeant que ce ne serait pas imposer une charge indue à cette société que de lui faire fournir des installations suffisantes et convenables, à condition toutefois que NOVA Chemicals soit prête à adhérer à une entente de soutien aux installations.

22 Sans le taux d'inflation jusqu'à la date future probable de la cessation d'exploitation.

23 M&NP a présenté une estimation fondée sur le scénario de référence de l'Office et n'a donc pas eu à recevoir une approbation par voie de la décision MH-001-2012.

NGL Supply Co. Ltd.

En août 2009, NGL Supply Co. Ltd. a déposé une plainte au sujet du tarif 119 déposé auprès de l'Office par Cochin en avril 2008. Ce tarif prévoit un droit incitatif pour les expéditeurs qui s'engageraient à expédier un volume annuel minimal de propane. NGL Supply Co. Ltd. a fait valoir que ce tarif créait une situation inéquitable et avait un caractère si restrictif qu'un seul expéditeur pouvait remplir les conditions. En mars 2010, l'Office a jugé, à la suite d'un processus de commentaires, que le droit incitatif institué par le tarif 119 établissait une distinction injuste et l'a donc rejeté.

BP Canada Energy Company (BP Canada)

En juin 2010, BP Canada a déposé auprès de l'Office une plainte au sujet de la répartition, par Alliance, de la capacité d'un certain point de réception. À la suite d'un processus de commentaires, l'Office a conclu, en août 2010, qu'Alliance ne dérogeait, comme l'alléguait BP Canada, à aucune disposition de son tarif quant à la répartition de la capacité à ce point de réception.

NOVA Chemicals (Canada) Corporation (NOVA Chemicals)

En septembre 2010, NOVA Chemicals a déposé une plainte au sujet de l'interprétation faite par Enbridge, dans le tarif applicable à sa canalisation principale au Canada, de la notion de vérification de tiers « acceptable » pour les offres reçues par cette société à l'égard d'un futur mois d'expédition, à savoir octobre 2010. À cause de cette interprétation, les offres avaient diminué de 65 % pour les livraisons de pétrole brut aux installations de NOVA Chemicals à Sarnia. Cette dernière a demandé que l'Office renverse la décision d'Enbridge de rejeter la vérification des offres des expéditeurs demandée par NOVA Chemicals et qu'il ordonne à Enbridge d'accepter toutes les offres d'octobre 2010 pour les installations de NOVA Chemicals à Sarnia en calculant la répartition d'octobre par les méthodes des périodes antérieures. À cause du caractère urgent de cette requête, l'Office a tenu une audience d'une journée et a rendu sa décision le 30 septembre 2010. Il n'était pas persuadé qu'une ordonnance était justifiée à ce stade et a rejeté la plainte. Toutefois, il a encouragé Enbridge à travailler avec ses parties prenantes pour rendre son tarif plus clair et plus transparent.

Compagnie Pétrolière Impériale Limitée (Impériale)

Le 31 mai 2010, Enbridge Southern Lights GP Inc. a déposé auprès de l'Office le tarif 1 (sur les règles et règlements) et le tarif 2 (sur les droits). Le 10 septembre 2010, Impériale a déposé une plainte au sujet des droits acquittés par les expéditeurs n'ayant pas signé un contrat à long terme. L'Office a alors institué l'audience publique RH 1 2011 pour l'examen des tarifs. À la lumière de l'ensemble de la preuve présentée dans le cadre de l'instance, il a jugé que les droits selon les tarifs déposés étaient justes et raisonnables et ne créaient ni distinction injuste ni entrave à l'obtention des services de transport sur le pipeline. Il a fait remarquer que son mandat l'oblige en tout temps à s'assurer que les droits perçus par une société pipelinière demeurent justes et raisonnables tant que le pipeline est en service. Il a aussi fait observer qu'il avait un rôle à jouer en assurant aux parties prenantes une certitude, quant à la réglementation, en ce qui a trait à la conception des droits et que cette certitude représente un facteur important dans ses processus décisionnels. En février 2012, il a approuvé les tarifs 1 et 2 pour le service de transport sur le pipeline Southern Lights et a donc refusé à Impériale la mesure qu'elle sollicitait.

Cenovus Energy Inc. (Cenovus)

En août 2010, Cenovus a demandé à l'Office de rendre des ordonnances en vertu du paragraphe 71(3) de la Loi pour exiger qu'Express fournisse des installations pipelinières pour le transport de pétrole entre le terminal Husky et le terminal Express, en vertu de l'article 59 de la Loi pour qu'il soit confirmé que les coûts de ce transport seront assumés par Express, en vertu de la partie IV de la Loi pour que soit établi des droits justes et raisonnables à l'égard du service alors fourni par Express à Cenovus dans le pipeline Express, et en vertu du paragraphe 19(2) de la Loi pour que les droits existants soient payables par Cenovus à titre

provisoire à l'égard du service de transport sur le pipeline Express. L'Office a décidé de tenir une audience par voie de mémoires avec plaidoirie finale orale et a délivré l'ordonnance d'audience MHW-1-2010.

Dans sa lettre de décision de mai 2011, l'Office a demandé à Express de fournir un service de transport dans la canalisation latérale Husky aux expéditeurs actuels de cette canalisation dès sa remise en service. Il a conclu à la responsabilité d'Express pour le coût à assumer du remplacement de ladite canalisation. Il a jugé qu'un droit provisoire diminué de 24 cents le baril était un droit juste et raisonnable pour les expéditeurs entre le 14 octobre 2010 et la remise en service. En juin 2011, Express a déposé une demande de révision et de modification de la décision de l'Office dans l'instance MHW-1-2010. En avril 2012, elle a avisé l'Office que les parties à l'instance étaient parvenues à une entente quant au montant payable aux expéditeurs pour la période de retrait du service de cette canalisation. Express a par la suite retiré officiellement sa demande de révision et de modification.

Murphy Oil Company Ltd. (Murphy)

En novembre 2010, Murphy a déposé une plainte et demande en alléguant que Westcoast avait établi une distinction injuste à son endroit en refusant son service et sa capacité. Elle a aussi allégué que Westcoast avait violé plusieurs dispositions du cadre de réglementation assouplie approuvé par l'Office pour Westcoast. Elle priait l'Office de demander à Westcoast de lui fournir des services garantis de collecte et de traitement sur le pipeline South Peace et à l'usine de traitement McMahon, et ce, en contrepartie de droits justes et raisonnables et exempts de toute distinction injuste.

L'Office a institué une audience par voie de mémoires avec plaidoirie finale orale pour l'examen de la demande de Murphy. Il n'était pas persuadé que Westcoast établissait une distinction injuste à l'égard de Murphy puisque celle-ci demandait un service que Westcoast ne fournissait pas. L'Office a jugé que Westcoast n'était pas en faute en refusant le service et la capacité à Murphy et a donc décidé de ne pas demander à Westcoast de transporter et de traiter le mélange de gaz sulfureux de Murphy. Ainsi, la question de la décision quant à un droit approprié pour de tels services n'a pas été abordée, et l'Office a rejeté la plainte et demande de Murphy.

Centra Transmission Holdings Inc. (Centra)

Centra a déposé son tarif et sa demande de droits pour 2012 respectivement en septembre et décembre 2011. À la suite de chaque dépôt, l'Office a reçu des lettres de plainte de Resolute Forest Products Inc., de Boise White Paper L.L.C. et de Minnesota Energy Resources Corporation, collectivement connues comme étant les expéditeurs de Centra. Le quatrième expéditeur en question, Union Gas Ltd., n'a pas déposé de plainte. L'Office a accepté les tarifs et les droits à titre provisoire pendant que Centra et ses expéditeurs continuaient à négocier.

Le 26 avril 2012, à la demande tant de Centra que de ses expéditeurs, l'Office s'est appuyé sur le paragraphe 15(1) de la Loi pour autoriser un de ses membres, Georgette Habib, à établir et diriger un processus en vue de lui présenter des recommandations sur les questions de tarifs et de droits de Centra. Il a institué une instance par voie de mémoires (RHW-001-2013). Les parties ont déposé la preuve, produit des réponses aux demandes de renseignements et présenté une plaidoirie finale sous forme de mémoires. La décision rendue en mai 2013 était multiple, traitant du service, du coût du capital et d'autres questions tarifaires en fonction des recommandations du rapport de Mme Habib.

INTÉGRITÉ FINANCIÈRE

Capital-actions ordinaires

TABLEAU A5.1

Ratios présumés du capital-actions ordinaires (en pourcentage)

Gazoducs	2008	2009	2010	2011	2012
Alliance	30	30	30	30	30
Foothills	36	36	40	40	40
M&NP	31.18	*	*	*	*
NGTL	**	*	40	40	40
Réseau principal de TransCanada	40	40	40	40	40
Division du transport de Westcoast	36	36	36	40	40
Oléoducs					
Enbridge Pipelines (NW)	55	55	50	50	50
Enbridge Southern Lights	***	***	30	30	30
Trans Mountain	45	45	45	45	45

* Non précisé
** NGTL relevait de la réglementation provinciale
*** Le pipeline Southern Lights d'Enbridge a été mis en service en 2010

Le tableau A5.1 indique les ratios présumés du capital-actions ordinaire de certaines sociétés pipelinières du groupe 1, de 2008 à 2012. Le ratio présumé de Foothills a augmenté en 2010 par rapport à 2009 aux termes d'une entente avec l'ACPP. Les ratios présumés de M&NP en 2009 et 2010 n'étaient pas précisés dans les ententes sur les droits. L'entente pour 2011-2013 ne donnait pas non plus cette indication.

Entre 1996 et les derniers mois de 2009, l'Office a établi un RCA chaque année en se fondant sur la méthode décrite dans les Motifs de décision RH-2-94. Cette formule était applicable à un certain nombre de pipelines réglementés. En juillet 2009, l'Office a institué un processus par voie de mémoires pour réexaminer cette méthode. Dans sa décision d'octobre 2009, il s'est notamment attaché à l'évolution considérable des conditions financières et économiques depuis 1994 et à l'expérience acquise par l'industrie depuis 15 ans dans la négociation d'ententes. Il a décidé de ne plus appliquer la décision RH-2-94, tout en continuant aux fins d'information pour les parties de publier la formule jusqu'en 2014.

TABLEAU A5.2

RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94

Pipelines assujettis à la formule RH-2-94	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
Foothills	8,71	8,57	9,7	9,7	9,7
Réseau principal de TransCanada	9,91	10,42	10,2	10	11,5
Division du transport de Westcoast*	8,76	9,08	8,78	10,01	9,36
Formule RCA RH-2-94	8,71	8,57	8,52	8,08	7,58
Autres pipelines					
Alliance	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26
M&NP	11,35	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Réseau de l'Alberta**	***	10,28	10,04	10,03	9,57
Division des services sur le terrain de Westcoast*	7,61	12,25	13,65	16,98	19,25

* À l'exclusion des travaux de construction en cours et, dans le cas de la division du transport, des reports.
** Le réseau de l'Alberta a relevé de la réglementation provinciale jusqu'aux premiers mois de 2009; le RCA de 2009 a été calculé en posant un taux de 35 % pour le ratio du capital-actions.
Source : Rapports de surveillance de l'Office

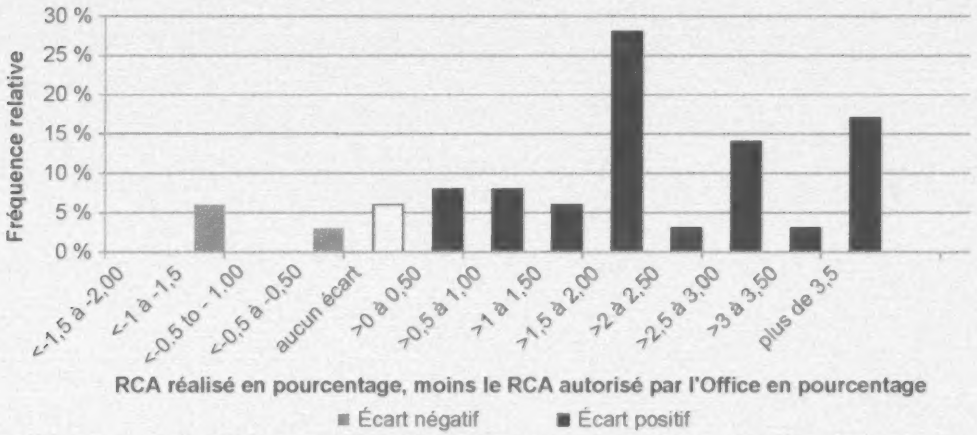
Le tableau A5.2 indique le RCA réalisé par plusieurs sociétés pipelinières réglementées par l'Office de 2008 à 2012, ainsi que les RCA autorisés en application de la formule RH-2-94. Les RCA réalisés d'Enbridge, Keystone, Trans Mountain et PTNI ne figurent pas au tableau A5.2, ces sociétés n'ayant pas l'obligation dans leurs règlements négociés de présenter des rapports de surveillance financière à l'Office, ou ayant été autorisées par celui-ci à déclarer des données différentes. À noter que les RCA au tableau 4.2 pourraient ne pas être directement comparables en raison de différences de ratio de capital-actions ordinaire entre les sociétés.

Foothills, le réseau principal de TransCanada et la division du transport de Westcoast étaient assujettis à la formule RH 2 94 avant octobre 2009. En 2010, les deux dernières ont continué, dans le cadre de leurs ententes pluriannuelles, à appliquer cette formule, alors que la première négociait un nouveau taux de RCA. Alliance, M&NP et NGTL, dont les ratios figurent au tableau A5.2, mais qui n'étaient pas assujetties à la formule RH-2-94, ont négocié des RCA avec leurs expéditeurs. Dans le cas d'Alliance, le RCA a été fixé pour une longue période en vertu de l'entente à long terme établie avant sa construction. La division des services sur le terrain de Westcoast n'est pas non plus assujettie à la formule parce qu'elle est réglementée financièrement en fonction des plaintes reçues conformément au *cadre de réglementation assouplie* approuvé dans l'instance RHW-1-98. Ses droits pour les services de collecte et de traitement sont négociés avec chaque expéditeur. Enfin, TQM ne figure pas au tableau ci-dessous, puisque l'Office a fixé dans sa décision RH-1-2008 son ratio total de RCA pour 2007 et 2008 sans préciser la ventilation entre les capitaux d'emprunt et le capital-actions. TQM a utilisé le même ratio total en 2009. Son entente pour 2010-2012 ne mentionnait pas de taux de RCA.

La figure A5.1 indique la répartition de l'écart entre RCA réalisés et RCA autorisés par l'Office de 2007 à 2012 pour Alliance, Foothills, M&NP, NGTL (à partir de 2010), le réseau principal de TransCanada et la division du transport de Westcoast, là où les données sont disponibles. De 2007 à 2012, ces sociétés ont atteint ou dépassé les RCA autorisés par l'Office dans 92 % des cas. Souvent, elles ont réussi à atteindre ou à dépasser les seuils autorisés grâce à des mesures de compression des coûts, des incitatifs et des mécanismes de partage des bénéfices.

FIGURE A5.1

Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'Office de 2007 à 2012



Source : Rapports de surveillance trimestriels et annuels à l'Office; à noter qu'Alliance réalise très précisément son RCA autorisé suivant son entente sur les droits

Ratios financiers

On peut se reporter à des ratios financiers pour examiner le rendement et l'intégrité financière d'une société grâce aux données contenues dans ses états financiers[24]. L'évaluation de ces ratios est particulièrement significative lorsqu'on compare le ratio d'une société à un ratio repère ou à une norme de l'industrie dans le temps.

Le risque financier est le risque inhérent à l'usage qu'une société fait de titres d'emprunt et d'autres types d'obligations comportant des paiements fixes. Il est différent du risque commercial, que l'on définit comme le risque attribuable à la nature d'une activité commerciale précise et qui, dans le cas des sociétés pipelinières, comprend habituellement le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de réglementation, le risque de concurrence et le risque d'exploitation. Le risque financier augmente en proportion de l'importance de la dette par rapport à l'avoir des actionnaires. L'augmentation du taux d'endettement d'une société peut accroître la valeur des paiements fixes qu'elle doit assumer à l'avenir. Dans la perspective des porteurs d'obligations, une société qui présente un risque financier supérieur à la normale pourrait avoir des difficultés à effectuer ses paiements d'intérêts. Du point de vue du porteur d'actions, le taux de couverture des charges financières donne une idée de la durabilité et de la valeur du capital-actions, ainsi que de la capacité éventuelle de verser des dividendes. Le risque financier d'une société peut être décrit au moyen de ratios comme celui de la couverture des intérêts et des charges fixes ou du ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette.

Dans les sections qui suivent, nous examinons certains ratios par rapport au risque financier pour une partie des sociétés qui exploitent des pipelines réglementés par l'Office.

Ratios de couverture des intérêts et des charges fixes

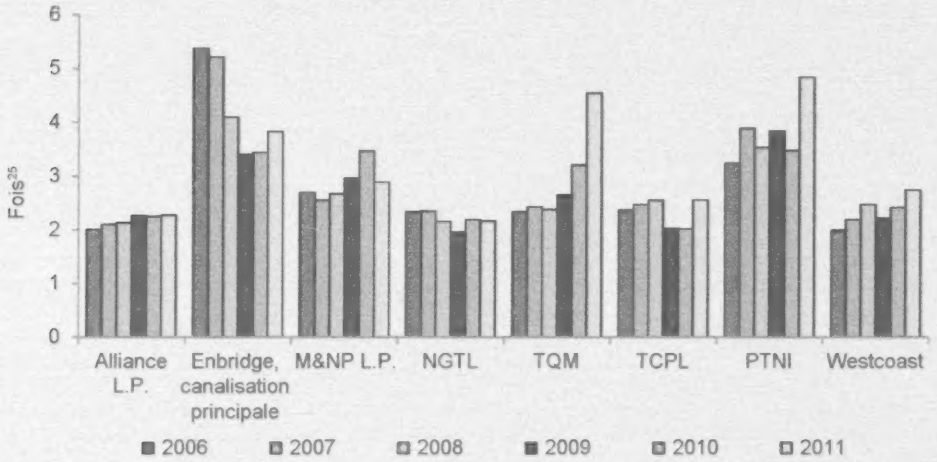
Le ratio de couverture des intérêts décrit la capacité de l'entreprise à effectuer les paiements d'intérêts et à rembourser ses créances. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts et impôts par les frais d'intérêts. De même, le ratio de couverture des charges fixes décrit la capacité de l'entreprise à faire face à ses paiements d'intérêts et à ses créances, ainsi qu'à assumer d'autres types de paiements fixes qu'elle peut être tenue de faire. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts, charges fixes et impôts par les charges fixes,

24 On peut se reporter à des ratios financiers pour examiner le rendement et l'intégrité financière d'une société grâce aux données contenues dans ses états financiers . L'évaluation de ces ratios est particulièrement significative lorsqu'on compare le ratio d'une société à un ratio repère ou à une norme de l'industrie dans le temps.

y compris les intérêts. Un ratio de couverture élevé indique une plus grande probabilité que l'entreprise pourra honorer ses obligations et peut dénoter qu'elle dispose d'une capacité d'emprunt inutilisée.

FIGURE A5.2

Ratios de couverture des charges fixes



Source : DBRS

La figure A5.2 présente les ratios de couverture des charges fixes de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'Office comme ils ont été calculés par DBRS. TransCanada, en plus de son réseau principal, est la société mère propriétaire de Foothills et de Keystone, sociétés pour lesquelles nous ne disposons pas de données séparées. En 2012, le ratio moyen de couverture des intérêts et des charges fixes de ces sociétés, là où les données étaient disponibles[26], a été de 3,15, en légère hausse sur le ratio moyen correspondant de 3,14 pour toute l'année 2011. Sur une année entière, le ratio moyen pour l'ensemble des sociétés ou des pipelines de la figure A5.2 s'est établi à 3,22 en 2011 par rapport à 2,82 et 2,79 respectivement en 2010 et 2006.

Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette

Le ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette constitue une autre façon de décrire la capacité d'une société à rembourser ses créances et à effectuer ses paiements fixes. Il s'agit du quotient obtenu en divisant les flux de trésorerie d'exploitation par la dette totale et la quasi-dette[27]. Là encore, un ratio élevé indique une probabilité accrue que l'entreprise pourra faire face à ses obligations et dénote que sa capacité d'endettement est supérieure à son taux d'endettement actuel.

La figure A5.3 présente le ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'Office. Le ratio moyen, là où les données sont disponibles[28], a été de 19,0 %; c'est un peu plus que le ratio correspondant de 18,6 % pour toute l'année 2011. Sur une année entière, le ratio moyen pour l'ensemble des sociétés ou des pipelines de la figure A5.3 s'est établi à 18,7 % en 2011 en regard de 17,1 % et 15,9 % respectivement en 2010 et 2006.

25 Une valeur annuelle pour un poste de flux de trésorerie relativement à un autre poste de flux de trésorerie est généralement exprimée en nombre de fois.

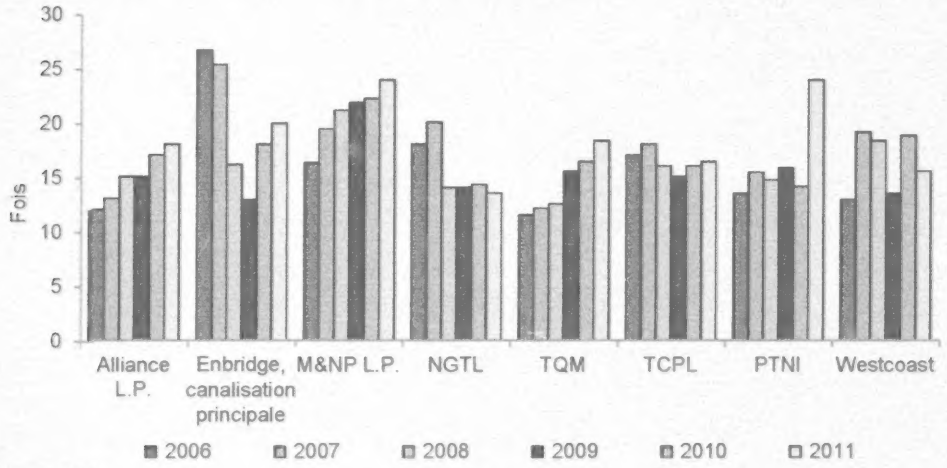
26 Pour 2012, les données ne sont pas disponibles pour la canalisation principale d'Enbridge et elles ne le sont que partiellement (six premiers mois) pour M&NP; quant aux données correspondantes de PTNI, elles ne sont pas vérifiées.

27 La valeur annuelle des flux de trésorerie pour un poste du bilan est normalement exprimée en pourcentage.

28 Pour 2012, les données ne sont pas disponibles pour la canalisation principale d'Enbridge et elles ne le sont que partiellement (six premiers mois) pour M&NP; quant aux données de PTNI, elles ne sont pas vérifiées.

FIGURE A5.3

Ratio flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette



Source: DBRS

Cotes de solvabilité

Les cotes de solvabilité accordées à des sociétés rendent habituellement compte de leurs activités consolidées plutôt que de simplement s'en tenir à la partie assujettie à la réglementation. Par conséquent, de telles cotes pour des sociétés comme Enbridge, TransCanada et Westcoast, dont certaines des activités sont réglementées et d'autres ne le sont pas, peuvent être influencées par la partie non réglementée de leur exploitation.

TABLEAU A5.3

Cotes de solvabilité de qualité placement

Qualité du crédit	DBRS	S&P	Moody's
Supérieure/élevée	AAA	AAA	Aaa
	AA (élevée)	AA+	Aa1
	AA	AA	Aa2
	AA (faible)	AA-	Aa3
Bonne/moyenne supérieure	A (élevée)	A+	A1
	A	A	A2
	A (faible)	A-	A3
Acceptable/moyenne	BBB (élevée)	BBB+	Baa1
	BBB	BBB	Baa2
	BBB (faible)	BBB-	Baa3

Le tableau A5.3 compare les échelles utilisées par DBRS, S&P et Moody's pour la cotation de la dette à long terme. Comme il existe des différences de modes de cotation et de définitions de cotes entre ces agences, une certaine subjectivité intervient nécessairement dans la comparaison de leurs échelles de notation.

Chaque agence fournit aussi une perspective ou une tendance de cotation qui indique la direction que peut prendre une cote de solvabilité. Les adjectifs couramment employés dans ce domaine sont « positive », « négative » et « stable ».

Comme il n'y a pas de cotes de solvabilité autres que de qualité placement pour les pipelines réglementés, cette partie des échelles de notation ne figure pas au tableau.

Le tableau A5.4 indique les cotes de solvabilité accordées par chaque agence d'évaluation aux grandes sociétés pipelinières de 2008 à 2013.

TABLEAU A5.4

Cotes de solvabilité

Pipeline	Agence	2008	2009	2010	2011	2012	Actuelles
Alliance Pipeline Limited Partnership[1]	DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
	Moody's	A3	A3	A3	A3	A3	A3
Enbridge Inc.	DBRS	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A	A	A
	S&P	A-	A-	A-	A-	A-	A-
	Moody's	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1
Express L.P.[1]	DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
	Moody's	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1*	Baa1	Baa1
M&NP L.P.[3]	DBRS	A	A	A	A	A	A
	S&P	A	A	A	A	A	A
	Moody's	A2	A2	A2	A2	A2	A2
NGTL	DBRS	A	A	A	A	A	A (faible)
	S&P	A-	A-	A-	A-	A-	A-
	Moody's	A2	A3	A3	A3	A3	A3
TQM	DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
	S&P	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
TCPL[2]	DBRS	A	A	A	A	A	A (faible)
	S&P	A-	A-	A-	A-	A-	A-
	Moody's	A3	A3	A3	A3	A3	A3
PTNI	DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
Westcoast[2]	DBRS	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
	S&P	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+	BBB

1 Obligations garanties de premier rang
2 Obligations non garanties
3. Obligations à 6,9 % avec exigibilité en 2019
* La cote de solvabilité d'Express a été Baa1/négative pendant une partie de l'année. Elle est le commandité d'Express Pipeline Limited Partnership

DBRS

DBRS tente de prendre en ligne de compte tous les facteurs significatifs qui pourraient influer sur le risque lié à la capacité de l'entreprise à effectuer ses paiements de capital et d'intérêts, lorsqu'ils sont exigibles. Pour la plupart des secteurs d'activité, il s'attache à la rentabilité de base, à la qualité de l'actif, à la qualité des stratégies et des gestionnaires et au profil de risque financier et commercial. Dans le cas des pipelines, il prend en considération les questions réglementaires, le contexte de concurrence, les facteurs d'offre et de demande et les activités réglementées par opposition à la partie non réglementée de leur exploitation. Les cotes qu'il a attribuées ont été stables depuis 2007, variant de A (faible) à A (élevée). En mars 2011, DBRS a ramené la cote d'Enbridge de A (élevée) à A à la suite de l'annonce par cette société d'une entente de tarification concurrentielle de 10 ans pour sa canalisation principale au Canada. En juin 2013, les obligations non garanties de TCPL et les billets à moyen terme et les obligations non garanties de NGTL ont été déclassés de A à A (faible). Ces mesures faisaient suite à un examen du rejet par l'Office de la demande présentée par TransCanada de révision et de modification de la décision RH-003-2011.

Standard & Poor's

S&P indique que sa cote de fiabilité représente la capacité et la volonté d'un emprunteur de remplir ses engagements financiers au moment opportun. S&P fonde ses cotes sur la solvabilité globale de la société consolidée. Par conséquent, la cotation d'une filiale en propriété exclusive, là où il n'y a pas d'isolement financier véritable de la société mère, reflète habituellement la solvabilité de la société mère. Les cotes sont stables depuis 2007 et varient actuellement de BBB+ à A. En mars 2011, S&P a déclassé la perspective de stable à négative pour la cote A d'Enbridge à la suite de l'annonce par cette société d'une entente de tarification concurrentielle de 10 ans. En décembre 2011, l'agence a rétabli la cote A stable, jugeant moins probable que le taux de solvabilité tombe au-dessous des 13 % du ratio plancher flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation/dette qui est lié à la cote A, et ce, pendant qu'Enbridge entreprend son programme d'immobilisations. En novembre 2013, S&P a décoté Westcoast de BBB+ à BBB. Ce déclassement est la même mesure adoptée pour la cote de la société mère Spectra Energy Corp. à la suite de l'« autocession » des actifs de transport gazier, de stockage et de trésorerie aux États-Unis à Spectra Energy Partners L.P. S&P a égalisé les cotes de Westcoast et de Spectra Energy Corp. à cause de la méthode employée pour une structuration en holding.

Moody's

Comme S&P, Moody's fonde principalement ses cotes sur la solvabilité globale de l'entité consolidée. L'analyse de la solvabilité que fait Moody's est centrée sur les facteurs essentiels et les principaux déterminants commerciaux qui influent sur le profil de risque à court et à long terme de l'émetteur. La méthodologie de Moody's repose sur le risque que les porteurs de titres d'emprunt ne recevront pas les paiements de capital et d'intérêts sur un titre de créance particulier lorsqu'ils sont exigibles, ainsi que sur une comparaison du niveau de risque et de celui de tous les autres titres de créance. Les cotes accordées par Moody's sont stables et toutes d'une qualité placement. En juin 2010, Moody's a déclassé de stable à négative la perspective pour Express en tenant compte du risque de renouvellement contractuel pour cette société au cours de la période 2012-2015. En 2012, la perspective est revenue à stable. C'est que Moody's a considéré que le rendement financier de ce pipeline est constant et que les ratios financiers se renforcent, ce qui compense nettement le risque permanent d'affaires et de volume découlant de l'arrivée à échéance des contrats de capacité.

SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES DES GROUPES 1 ET 2

Sociétés réglementées au 31 décembre 2013

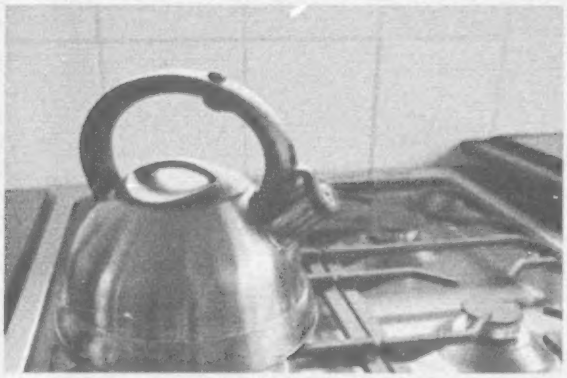
Sociétés d'oléoducs (pétrole et produits pétroliers) du groupe 1
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Kinder Morgan Cochin ULC
Pipelines Enbridge Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
Trans Mountain Pipeline CHL
TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.

Sociétés de gazoducs du groupe 1
Alliance Pipeline Ltd. au nom d'Alliance Pipeline Ltd. Partnership
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
NOVA Gas Transmission Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
Westcoast Energy Inc, exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission

Sociétés d'oléoducs (pétrole et produits pétroliers) du groupe 2
1057533 Alberta Ltd.
Aurora Pipe Line Company Ltd.
Bonavista Energy Corp.
Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.
Enbridge Bakken Pipeline Limited
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Enbridge Southern Lights GP Inc. au nom d'Enbridge Southern Lights LP
Express Pipeline Ltd.
Glencoe Resources Ltd.
Husky Oil Operations Limited
Imperial Oil Resources Ventures Limited (pétrole/émulsion)
ISH Energy Ltd.
Penn West Petroleum Ltd. (émulsion huileuse)
Pipe-lines Montréal Limitée (Les)
Plains Midstream Canada ULC
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.
Ruger Energy Inc (émulsion huileuse)
Sunoco Logistics Partners Operations GP LLC au nom de Sunoco Pipeline LP
Tundra Oil & Gas Limited pour et au nom de Tundra Oil and Gas Partnership

Sociétés de liquides et de gaz naturel du groupe 2
Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Spectra Energy Empress Management Inc.
Shell Canada Limitée Pipeline Inc. (LGN-produits haute pression vapeur)
TAQA North Ltd.
Vantage Pipeline Canada Inc. (en construction)

Sociétés de gazoducs du groupe 2
2193914 Canada Limited
6720471 Canada Ltd.
Agence des services frontaliers du Canada
AltaGas Holdings Inc., pour et au nom d'AltaGas Pipeline Partnership
Apache Canada Ltd.
ARC Resources Ltd.
Bellatrix Exploration Ltd.
Bonavista Energy Corp.
Burlington Resources Canada (Hunter) Ltd.
Canadian Natural Resources Limited
Canadian-Montana Pipe Line Company
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipe Line Corporation Limitée
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
Crescent Point Energy Corp.
Delphi Energy Corporation
Devon Energy Corporation

Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome Petroleum Limited
Echoex Energy Inc.
EnCana Corporation
ExxonMobil Canada Properties
Husky Oil Operations Limited
Kaiser Exploration Ltd. (canalisation gaz naturel, dissous-effluent pétrole)
KEYERA Energy Ltd.
Lone Pine Resources Canada Limited
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Oil Company Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Northern Blizzard Resources Inc.
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
NuVista Energy Ltd.
Omimex Canada, Ltd.
ONEOK Rockies Processing Company (Canada) Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Pengrowth Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Revenu Canada, Douanes et Accise
Seaview Energy Inc.
Service de distribution de gaz du comté de Vermilion River nº 24
Shiha Energy Transmission Ltd.
Spectra Energy Midstream Canada Partner Corporation
Spur Border Pipelines Limited
St. Clair Pipelines Management Inc.
Talisman Energy Inc.
TAQA North Ltd.
Terra Energy Corp.
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
Veresen Inc.
Yoho Resources Inc.

Sociétés d'autres produits du groupe 2
1057533 Alberta Ltd
BlackPearl Resources Inc.
Canadian Natural Resources
Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada
Domtar Inc.
Fortis C.-B. Huntingdon Inc.
Husky Oil Operations Limited
Spectra Energy Empress Management
Souris Valley Pipeline Limited
Twin Rivers Paper Company Inc.